

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки: 38.04.02 Менеджмент

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Эколого-экономические аспекты управления предприятием нефтегазовой отрасли
УДК 005.4:504.06:622.323

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ71	Журавлева Елена Ивановна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к.филос.н.		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Громова Т.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чистякова Н.О.	к.э.н., доцент		

Планируемые результаты обучения по направлению подготовки

38.04.02 Менеджмент

Код	Результат обучения
Общие по направлению подготовки	
P1	Применять теоретические знания, связанные с основными процессами управления развитием организации, подразделения, группы (команды) сотрудников, проекта и сетей; с использованием методов управления корпоративными финансами, включающие в себя современные подходы по формированию комплексной стратегии развития предприятия, в том числе в условиях риска и неопределенности
P2	Использовать способность воспринимать, обрабатывать, анализировать и критически оценивать результаты, полученные отечественными и зарубежными исследователями управления; выявлять и формулировать актуальные научные проблемы в различных областях менеджмента; формировать тематику и программу научного исследования, обосновывать актуальность, теоретическую и практическую значимость избранной темы научного исследования; проводить самостоятельные исследования в соответствии с разработанной программой; представлять результаты проведенного исследования в виде научного отчета, статьи или доклада
P3	Использовать способность анализировать поведение экономических агентов и рынков в глобальной среде; использовать методы стратегического анализа для управления предприятием, корпоративными финансами, организацией, группой; формировать и реализовывать основные управленческие технологии для решения стратегических задач
P4	Разрабатывать учебные программы и методическое обеспечение управленческих дисциплин, умение применять современные методы и методики в процессе преподавания управленческих дисциплин
Экономика и управление на предприятии в нефтегазовой отрасли	
P5	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, развивать свой общекультурный, творческий и профессиональный потенциал
P6	Эффективно работать и действовать в нестандартных ситуациях индивидуально и руководить командой, в том числе международной, по междисциплинарной тематике, обладая навыками языковых, публичных деловых и научных коммуникаций, а также нести социальную и этическую ответственность за принятые решения, толерантно воспринимая социальные, этические, конфессиональные и культурные различия

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа инженерного предпринимательства
Направление подготовки: 38.04.02 Менеджмент

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Н.О. Чистякова
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы/магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ71	Журавлевой Елене Ивановне

Тема работы:

Эколого-экономические аспекты управления предприятием нефтегазовой отрасли	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 11683/с от 27.12.2019 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

<p>Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Объект исследования: ПАО «ЛУКОЙЛ». Режим работы: непрерывный. Сфера деятельности: разведка, добыча, переработка и реализация нефти и нефтепродуктов в России и за рубежом.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Рассмотреть сущность, значение и особенности проведения эколого-экономического анализа деятельности предприятий; - провести эколого-экономический анализ как инструмент обеспечения безопасного развития нефтегазовой отрасли; - изучить природоохранные мероприятия и эколого-экономические проблемы; - дать краткую характеристику нефтяной компании ПАО «ЛУКОЙЛ»; - провести анализ экологических показателей окружающей среды и воздействия хозяйственной деятельности компании на окружающую природную среду; - изучить систему управления природопользованием и охраной окружающей среды ПАО «ЛУКОЙЛ».

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (продолжение)	<ul style="list-style-type: none"> - дать эколого-экономическое обоснование строительства энергоцентра собственных нужд ГТУ-ТЭЦ; - изучить воздействия на окружающую среду и экологические ограничения использования земельных ресурсов в процессе функционирования энергоцентра; - изучить технико-экономические аспекты проекта строительства ГТУ-ТЭЦ; - исследовать совершенствование эколого-экономического управления предприятия нефтегазовой отрасли.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	<ul style="list-style-type: none"> - Показатели динамики добычи нефти на территории РФ; - основные этапы производственного цикла ПАО «ЛУКОЙЛ»; - экологические и экономические показатели для оценки влияния предприятия на окружающую среду; - структура выбросов парниковых газов; - рациональное использование ПНГ в основных регионах деятельности; - распределение валовой добычи попутного нефтяного газа; - затраты на природоохранные мероприятия организациями Группы; - основные крупные проекты по природоохранным мероприятиям предприятия; - мероприятия программы по экологической безопасности в части управления выбросами и отходами компании; - экологические мероприятия компании ПАО «ЛУКОЙЛ»; - динамика структуры затрат на предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций; - объем затрат на охрану окружающей среды в России; - мероприятия по совершенствованию системы эколого-экономического управления на нефтяном предприятии; - целевые показатели мероприятий по совершенствованию системы эколого-экономического управления на нефтяном предприятии.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Черепанова Н.В., доцент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
-------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ71	Журавлева Елена Ивановна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
О-2ЭМ71	Журавлевой Елене Ивановне

Школа	инженерного предпринимательства	Направление подготовки	38.04.02 Менеджмент
Уровень образования	магистратура		

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, используемого оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения и т.д.) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной природы) – чрезвычайных ситуаций социального характера 	<p>- описание вредных проявлений факторов производственной среды</p>
<p>2. Список законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>- трудовой кодекс РФ; - ГОСТ Р ИСО 26000-2010 «Руководство по социальной ответственности»; - федеральный закон от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О специальной оценке условий труда».</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ факторов внутренней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – принципы корпоративной культуры исследуемой организации; – системы организации труда и его безопасности; – развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации; – системы социальных гарантий организации; – оказание помощи работникам в критических ситуациях. 	<p>анализ факторов внутренней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - корпоративные социальные программы; - стабильность выплаты заработной платы; - социальный пакет; - развитие человеческих ресурсов через обучающие программы и программы подготовки и повышения квалификации; - системы организации труда и его безопасности.
<p>2. Анализ факторов внешней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – содействие охране окружающей среды; – взаимодействие с местным сообществом и местной властью; – спонсорство и корпоративная благотворительность; – ответственность перед потребителями товаров и услуг (выпуск качественных товаров), – готовность участвовать в кризисных ситуациях и т.д. 	<p>анализ факторов внешней социальной ответственности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - взаимодействие с местным сообществом и местной властью; - спонсорство и благотворительность; - ответственность перед потребителями услуг.

<p><i>3. Правовые и организационные вопросы обеспечения социальной ответственности:</i></p> <p>– Анализ правовых норм трудового законодательства;</p> <p>– Анализ специальных (характерные для исследуемой области деятельности) правовых и нормативных законодательных актов.</p> <p>– Анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации в области исследуемой деятельности.</p>	<p>- анализ правовых норм трудового законодательства – ТК РФ;</p> <p>- анализ внутренних нормативных документов и регламентов организации – устав предприятия, приказы, договоры.</p>
Перечень графического материала:	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	<p>- миссия и цели компании «ЛУКОЙЛ»;</p> <p>- направления корпоративной социальной ответственности компании;</p> <p>- структура затрат на благотворительность и спонсорство компании;</p> <p>- стейкхолдеры компании и их цели.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
-------------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черепанова Н.В.	к.филос.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
О-2ЭМ71	Журавлева Елена Ивановна		

Реферат

Магистерская диссертация 146 с., 49 рис., 9 табл., 30 источников.

Ключевые слова: экологический аудит, экологическая экспертиза, экологический мониторинг, экологический маркетинг, эколого-экономический анализ, природоохранные мероприятия, попутный нефтяной газ, выбросы парниковых газов, энергоцентр собственных нужд, охрана окружающей среды, экологические проблемы, нефтяная промышленность.

Объект исследования – нефтяная компания ПАО «НК «ЛУКОЙЛ».

Предмет исследования – эколого-экономическая система ПАО «ЛУКОЙЛ».

Цель работы – совершенствование эколого-экономического управления предприятия нефтегазовой отрасли.

В процессе исследования были рассмотрены современное состояние и проблемы эколого-экономического анализа деятельности предприятий нефтегазовой отрасли; проведен комплексный эколого-экономический анализ объекта исследования; были выявлены негативные моменты в системе управления нефтяной компании, предложены пути совершенствования эколого-экономического управления.

Степень внедрения: рекомендации по совершенствованию системы эколого-экономического управления предприятия нефтегазовой отрасли могут быть использованы в практической деятельности Общества.

По результатам диссертационной работы была опубликована статья в журнале об экономических науках «Бенефициар», общим объемом 3 п.л.):

- «Эколого-экономические аспекты управления предприятием нефтегазовой отрасли» (Кемерово 2019).

Область применения: деятельность ПАО «ЛУКОЙЛ».

Экономическая значимость работы заключается в совершенствовании системы эколого-экономического управления предприятия нефтегазовой отрасли.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Эколого-экономический анализ - инструмент оценки экологической устойчивости отраслей и предприятий.

Экологический аудит - независимая проверка хозяйственной деятельности предприятия с предоставлением оценки ее ответственности перед природоохранным законодательством.

Экологическая экспертиза - многоаспектная экспертиза, которая обеспечивает более обоснованный анализ экологических результатов и последствий реализации проектов и решений.

Экологический мониторинг - информационная система наблюдений, предназначенная для оценки и прогноза изменений состояния окружающей среды.

Экологическая диагностика - система обследования природных сообществ и их основных компонентов.

ОПО – опасные производственные объекты;

ЭПБ – экспертизы промышленной безопасности;

НГДУ – нефтегазодобывающих управлений;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ПНГ – попутный нефтяной газ;

ГТЭС – газотурбинная электростанция;

ГТУ-ТЭЦ – газотурбинная теплоэлектроцентраль.

Оглавление

Введение.....	11
1 Современное состояние и проблемы эколого-экономического анализа деятельности предприятий нефтегазовой отрасли.....	14
1.1 Сущность, значение и особенности проведения эколого-экономического анализа деятельности предприятий.....	14
1.2 Эколого-экономический анализ как инструмент обеспечения безопасного развития нефтегазовой отрасли	23
1.3 Природоохранные мероприятия и эколого-экономические проблемы.....	40
2 Комплексный характер эколого-экономического анализа хозяйственной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ»	49
2.1 Краткая характеристика нефтяной компания ПАО «ЛУКОЙЛ»	49
2.2 Анализ экологических показателей окружающей среды и воздействия хозяйственной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» на окружающую природную среду	61
2.3 Система управления природопользованием и охраной окружающей среды ПАО «ЛУКОЙЛ» как особенности современной экологической политики ..	72
3 Эколого-экономические аспекты обеспечения безопасности функционирования энергоцентра.....	87
3.1 Эколого-экономическое обоснование строительства энергоцентра собственных нужд ГТУ-ТЭЦ.....	87
3.2 Оценка воздействия на окружающую среду и экологические ограничения использования земельных ресурсов в процессе функционирования энергоцентра	93
3.3 Техничко-экономические аспекты проекта строительства ГТУ-ТЭЦ	100
3.4 Совершенствование эколого-экономического управления предприятия нефтегазовой отрасли	105
4 Роль корпоративной социальной ответственности	
в управлении ПАО «ЛУКОЙЛ»	110

Заключение	115
Список используемых источников.....	119
Приложение А (справочное) - Переработка и добыча нефти в России.....	123
Приложение Б (справочное) - Крупнейшие разливы нефти в мире	124
Приложение В (справочное) - Теплые воды - как среда обитания для бактерий	126
Приложение Г (справочное) - Динамика основных финансовых и операционных показателей ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2016-2018 года.....	127
Приложение Д (справочное) - Специфические особенности попутного нефтяного газа и его виды.....	128
Приложение Ж (справочное) - Характеристика основных способов переработки попутного нефтяного газа	130
Приложение И (справочное) - Состав поставляемого оборудования для строительства энергоцентра собственных нужд.....	132

Введение

Актуальность темы. Экологическая и экономическая сферы – это равноправные составляющие в производственно-хозяйственной деятельности любого предприятия, и в первую очередь это касается предприятий нефтегазовой отрасли. При этом достаточно часто экологически-значимые показатели учитывают в отрыве от экономических характеристик деятельности предприятия или учитывают их с достаточно значительными оговорками и ограничениями. Однако, при таком одностороннем подходе невозможно обеспечить высокое качество анализа производственно-хозяйственной деятельности и в дальнейшем спрогнозировать его развитие. На практике все аспекты финансово-хозяйственного и производственного анализов предприятий важно подвергать рассмотрению во взаимосвязи, в совокупности, и только в этом случае возможно выявить истинные причины значимых экологических проблем на производстве, вероятные их последствия, а также возможные варианты управленческих решений для предприятия нефтегазовой отрасли как целостной системы.

Цель работы – совершенствование эколого-экономического управления предприятия нефтегазовой отрасли.

Для достижения поставленной цели необходимо решить задачи:

- исследовать современное состояние и проблемы эколого-экономического анализа деятельности предприятий нефтегазовой отрасли;
- исследовать комплексный характер эколого-экономического управления хозяйственной деятельностью ПАО «ЛУКОЙЛ»;
- исследовать эколого-экономические аспекты обеспечения безопасности функционирования энергоцентра;
- предложить мероприятия по эколого-экономическому управлению предприятия нефтегазовой отрасли ПАО «ЛУКОЙЛ».

Объектом исследования является нефтяная компания ПАО «НК «ЛУКОЙЛ».

Предмет исследования - эколого-экономическая система ПАО «ЛУКОЙЛ».

Методы исследования - факторный анализ, анализ научной литературы по проблеме исследования; системный подход; логические и аналитические методы анализа; качественный, количественный и сравнительный анализ данных; методы принятия решений, обобщение собственных результатов исследования.

Информационной базой исследования послужили учебные пособия, статьи, монографии по изучаемой проблеме, нормативно-правовые акты, данные статистической отчетности Росстата и Минэнерго России, бухгалтерская и финансовая отчетность компании ПАО «ЛУКОЙЛ» и другое. Проблематикой изучения системы эколого-экономического управления предприятием нефтегазовой отрасли занимались множество авторов, наиболее известными из них являются: Александрова А.Ю., Аскерова С.А., Аббасова Э.С., Асфандиярова Р.А., Ахметшин Э.М., Бакирова С.Ф., Белов С.В., Богданов С.В., Боева Н.И., Боев Е.В., Бородин А.И., Бурматова О.П., Бильчак Е.В., Базавова О. В., Власов А.В., Воскобойникова Ю.А., Васильев В.Л., Габдулхакова О.И., Голик В. И., Джоробеков Ж. М., Звягинцева Т.В., Князев Д.Н., Капелькина Л.П., Конык О.А., Качубей А.А., Коршунова Е.Д., Масленников С.А., Максимкина Ю.А., Михайлова К.О., Малышкина Л.А., Начева М.В., Новикова А.А., Пластинин С.А., Прокопов А. Ю., Петина О.Е., Редина М.М. , Серегина Д.В., Сираждинов Р.Ж., Тимофеева С.С., Ткаченко А.О., Туратбекова А. Т., Туранов В.С., Устьянцева Н.С., Хорошилова Ю.И., Харипова З.Р., Шамонин Е.А., Широбоков Е.В., Яхудина Н.А., Янкевский А.В. и другие.

Структура работы. Диссертационное исследование состоит из введения, основной части, заключения, списка использованных источников и приложений. Основная часть работы включает в себя четыре главы. В первой теоретической главе исследования дано понятие сущности, значения и особенностей проведения эколого-экономического анализа деятельности предприятий; рассмотрена сущность эколого-экономического анализа как ин-

струмента обеспечения безопасного развития нефтегазовой отрасли; изложены природоохранные мероприятия и эколого-экономические проблемы. Во второй аналитической главе исследования представлена краткая характеристика объекта исследования; проведен анализ экологических показателей окружающей среды и воздействия хозяйственной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» на окружающую природную среду; оценена система управления природопользованием и охраной окружающей среды на анализируемом предприятии. В третьей проектной главе исследования представлено эколого-экономическое обоснование строительства энергоцентра собственных нужд ГТУ-ТЭЦ; дана оценка воздействия на окружающую среду и экологические ограничения использования земельных ресурсов в процессе функционирования энергоцентра; представлены технико-экономические аспекты строительства ГТУ-ТЭЦ; предложены мероприятия по совершенствованию эколого-экономического управления предприятия нефтегазовой отрасли ПАО «ЛУКОЙЛ». В четвертой главе изучена корпоративная социальная ответственность анализируемой нефтяной компании.

Научная новизна заключается в следующих положениях: уточнены основные причины со стороны нефтяной промышленности, вызывающие экологическую угрозу и нарушение экологического равновесия; обоснованы преимущества строительства энергоцентра собственных нужд для анализируемой компании, как один из основных путей повышения системы эколого-экономического управления; выявлены основные мероприятия, способствующие повышению системы эколого-экономического управления нефтегазового предприятия.

Практическая значимость проведенного исследования определяется тем, что предложенные рекомендации могут быть применены на практике анализируемого предприятия ПАО «НК «ЛУКОЙЛ».

1 Современное состояние и проблемы эколого-экономического анализа деятельности предприятий нефтегазовой отрасли

1.1 Сущность, значение и особенности проведения эколого-экономического анализа деятельности предприятий

В результате быстрого развития научно-технического прогресса и интенсивного использования природных ресурсов возрастает степень их истощения и загрязнения окружающей среды. На сегодняшний день, человечество реально осознало необходимость бережного отношения к окружающей природной среде¹. Оценка экологической устойчивости отраслей и предприятий осуществляется с помощью эколого-экономического анализа, сущность, предмет и основные задачи эколого-экономического анализа можно представить в виде схемы, рисунок 1.1.

К важнейшим инструментам эколого-экономического анализа относятся следующие составные элементы:

- 1) экологическая экспертиза;
- 2) экологический аудит;
- 3) экологический мониторинг и диагностика;
- 4) экологический ситуативный анализ;
- 5) экологический маркетинг.

Рассмотрим данные элементы эколого-экономического анализа более подробно.

1. Экологическая экспертиза. По мнению О.И. Габдулхаковой, Э.М. Ахметшина, В.Л. Васильева, «экологическая экспертиза – позволяет обеспечить проверку социально-экологической обоснованности и экологической безопасности объектов, технологий, материалов, техники, проектов, прогнозов, программ – то есть это многоаспектная экспертиза, которая обеспечивает

¹ Бородин А.И., Бильчак Е.В. Особенности использования экономико-экологических инструментов в России // Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета. – 2012. – №26. – С.226-237

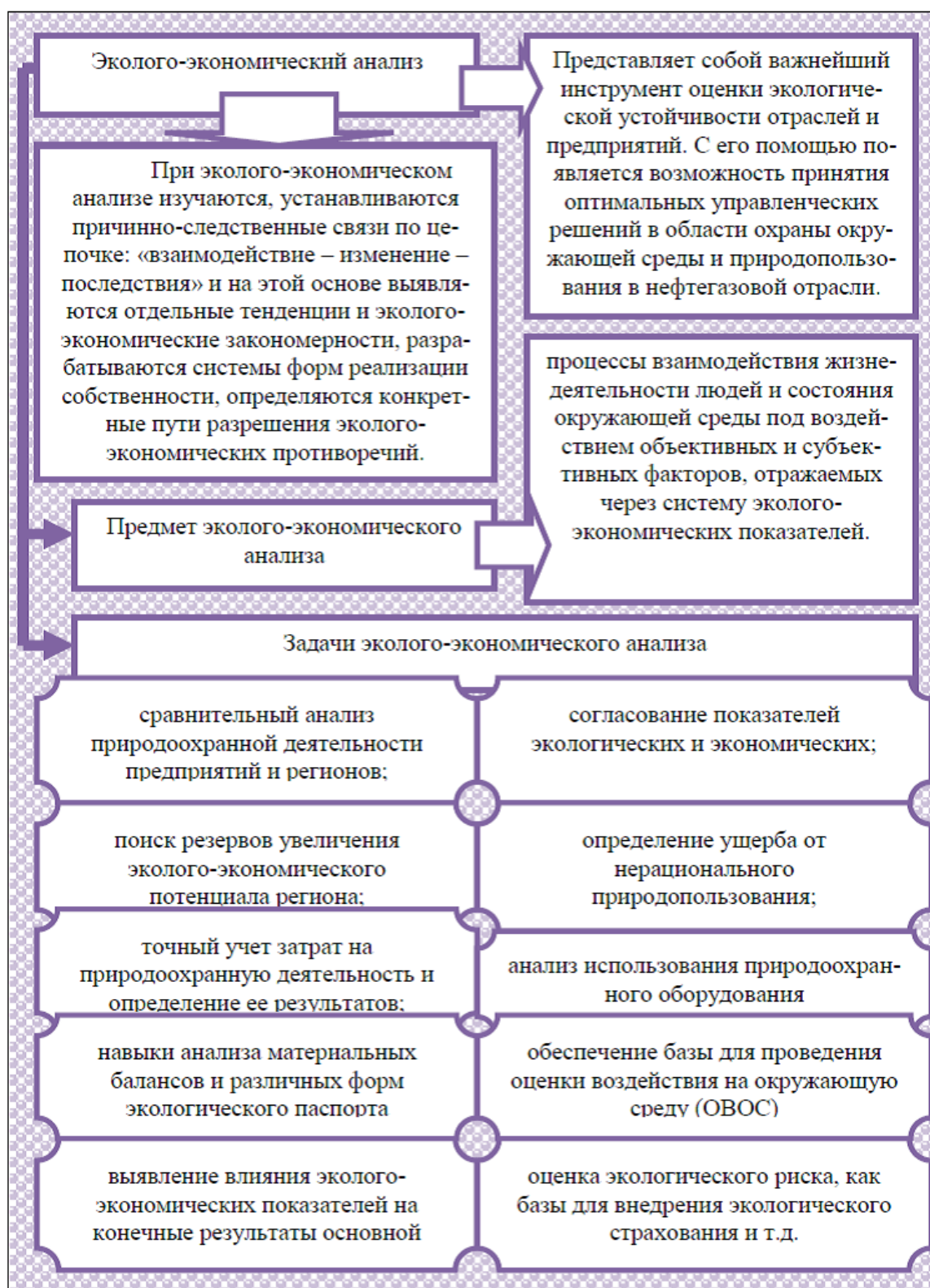


Рисунок 1.1 - Сущность, предмет и основные задачи эколого-экономического анализа²

² Харипова З.Р., Мамадиев А.Х. Эколого-экономический анализ воздействия на окружающую среду в городских условиях // Экономика и экология территориальных образований. – 2016. – №3. – С.56-60

более обоснованный анализ экологических результатов и последствий реализации проектов и решений³.

Важнейшей составляющей эколого-экономического анализа является эколого-экономическая диагностика, которая позволяет проводить оценку экологических проблем. Известно, что добыча углеводородного сырья – основа российской экономики. Но при этом интенсивное развитие отрасли серьезно сказывается на состоянии окружающей среды и зачастую ведет к необратимым последствиям. Как показывает опыт экологического мониторинга нефтегазовой отрасли, в результате освоения и эксплуатации месторождений изменяются: геологическая среда; атмосферный воздух; состояние воды и почвы; растительный и животный мир.

Наибольшую опасность представляют несанкционированные выбросы нефти, газа, сопутствующих веществ и конденсатов. Как правило, масштабы и последствия таких аварий контролировать очень трудно, в частности потому, что до сих пор нет единого нормативного документа, регламентирующего экологический мониторинг нефтегазовой отрасли. Основные причины выбросов: ошибки проектирования; недостаточная степень инженерной защиты; использование бракованного или устаревшего оборудования; технологические нарушения; внешние механические воздействия; коррозия.

Каждое предприятие само оценивает ущерб, исходя из затрат на ликвидацию технических последствий и совершенно не учитывая последствия для бюджета и экологии региона. Более того, не учитываются также потери нефти и газа, а они огромны. В рамках национальной экономики – это настоящее бедствие.

Решение создавшейся ситуации невозможно без комплексной программы независимого экологического мониторинга нефтегазовой отрасли хотя бы на локальном или местном уровне. Инициировать проверку может

³ Габдулхакова О.И., Ахметшин Э.М., Васильев В.Л., Хорошилова Ю.И. Экологическая экспертиза проектов и оценка воздействия на окружающую среду // Экономика и менеджмент систем управления. – 2018. – Т.27. – №1. – С.18-25

любая из заинтересованных сторон: добывающая компания; природоохранная организация; надзорное ведомство; местный орган власти; общественное объединение и т.д. Вовремя проведенное объективное комплексное исследование дает возможность наладить сотрудничество и компенсировать потери. В сложных случаях отчеты независимой службы по экологическому мониторингу нефтегазовой отрасли региона послужат местным жителям и организациям для того, чтобы обосновать свои претензии в суде.

Государственная экологическая экспертиза выполняет, по сути, стратегическую роль – природоохранного стоп-фактора. Она обеспечивает перспективный контроль, который позволяет спрогнозировать, каким будет воздействие намечаемой деятельности на окружающую среду. Специалисты, осуществляющие экспертизу, отмечают, что предприятиям необходимо знать требования Административного регламента, действующего в этой сфере.

Общественная экологическая экспертиза проводится по инициативе граждан, обеспокоенных деятельностью какого-либо предприятия или органами местного самоуправления. Организуется такой вид экспертизы специальными организациями, чья деятельность направлена на охрану природы и окружающей среды. После проведения общественной экологической экспертизы предприятие также получает заключение, но оно носит лишь рекомендательный характер. Во время экспертизы проверяется, насколько рационально планируется использовать полезные ископаемые предприятием, а также оценивается ущерб, который может быть нанесен окружающей среде или людям. Помимо этого проверяется, не противоречит ли деятельность данного предприятия существующим законам Российской Федерации.

Экологическая экспертиза имеет следующий порядок проведения:

1. Заказчик экологической экспертизы отправляет в соответствующие уполномоченные органы федерального или регионального уровня обращение на проведение экспертизы, к которому прилагается весь необходимый перечень документов в двух экземплярах.

2. После рассмотрения документов отправляется ответное письмо с ценой и сроками проведения. В случае неполного комплекта отправляется письмо со списком недостающих документов и сроком, в течение которого их необходимо выслать. Если по истечении времени документы не были получены, то уполномоченные органы высылают обратно полученный пакет документов заказчику.

3. После оплаты собирается комиссия, состоящая из руководителя, секретаря и экспертов, а так же проектируется план проведения экспертизы.

4. Издаётся приказ, в котором содержится состав экспертной комиссии, сроки проведения.

5. Проводится заседание экспертной комиссии, на котором рассматривается вся документация.

6. Руководитель рассматривает заключение каждого эксперта, сводя их в окончательное заключение экологической экспертизы.

7. Заключительное заседание экспертной комиссии, на котором производится подписание заключения Экологической экспертизы.

В действительности, проведение экспертных обследований – это наилучшая возможность для предприятий выявить все «узкие» места технологических цепочек⁴.

Такие обширные возможности экспертизы наглядно видно через призму работы предприятий нефтегазового сектора. Учитывая сложные производственные условия, в которых эксплуатируются технические устройства опасных производственных объектов (далее – ОПО) в данном отраслевом сегменте, а также различные системы техобслуживания и степень загрузки оборудования, в рамках нефтегазовых предприятий требуется уделять повышенное внимание проведению экспертных обследований.

⁴ Сираждинов Р.Ж. Направления повышения эффективности государственной экологической экспертизы // Актуальные проблемы управления - 2017. Материалы 22-й Международной научно-практической конференции. Государственный университет управления. – 2017. – С.36-37

По итогам экспертизы компании получают возможность узнать следующую информацию, важную для сферы управления промышленными рисками: в ходе обследования определяются наиболее опасные участки технологических линий, проблемные «узлы» оборудования; выявляются дефекты и повреждения металла технологического оборудования, повреждения защитного покрытия; проверяется функционирование устройств, обеспечивающих безопасность; дается расчет прогнозируемого остаточного ресурса объекта экспертизы промышленной безопасности (далее – ЭПБ); определяется степень «усталости» оборудования; на основе проведения функциональных испытаний специалисты предприятия информируются о работоспособности оцениваемых узлов и систем, получают данные о пригодности их к эксплуатации.

Если хозяйствующий субъект открыт к диалогу с экспертами, в итоге получается качественный профессиональный тандем, приводящий к намеченной цели – повышению безопасности производства. Причем рассчитанному не только на конкретный период проведения обследований, но и на долгосрочную перспективу. Поскольку эксперты на основе проведенного анализа дают наиболее оптимальные рекомендации по дальнейшей эксплуатации оборудования, с помощью которых можно успешно строить более эффективную линию производственного контроля и управления.

В данном случае, чтобы наглядно показать действенность инструментов экспертизы в нефтегазовом комплексе, продемонстрируем пример осуществления ЭПБ в отношении оборудования с истекшим сроком службы – нефтесбросных линий, действующих на месторождении одного из нефтегазодобывающих управлений (далее – НГДУ). Для вынесения компетентного заключения экспертами был реализован полномасштабный комплекс работ, включающий в себя все необходимые, регламентированные нормативно-техническими документами этапы. Объект экспертизы был оценен по всем установленным маркерам и критериям. Недопустимых дефектов специалисты не обнаружили. На основании результатов работы экспертная группа

вынесла следующее заключение: возможно продолжение эксплуатации нефтесбросных линий на установленных параметрах при соблюдении требований «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» и производственных инструкций. Благодаря этому предприятие получило возможность построения грамотной стратегии дальнейшей работы ОПО, на котором эксплуатируются нефтесбросные линии. Несвоевременное проведение экспертизы или ее отсутствие в обязательном порядке привели бы к обратному эффекту, снижению уровня промышленной безопасности.⁵

Получается, что сегодня ЭПБ – это не просто зарегистрированная процедура, элемент отчетности перед органами надзора. Это катализатор развития высокотехнологичной политики предприятий, дополнительная точка роста их социальной ответственности, и своевременное проведение экспертизы – гарант стабильности работы компаний, компонент защиты их сотрудников, а также третьих лиц от угроз техногенного характера.

2. Экологический аудит. Экологический аудит представляет собой независимую проверку хозяйственной деятельности предприятия и оценку ее ответственности природоохранному законодательству.⁶ Экологический аудит проводится для того, чтобы установить способность конкретного производства к самоочищению, снижению воздействия на окружающую среду и население, а также чтобы помочь предприятиям определить способность производить экологически чистую продукцию и рассчитать инвестиционную привлекательность производства и территории.

3. Экологический мониторинг и диагностика. Экологический мониторинг представляет собой неотъемлемую часть современной природоохранной деятельности. Он основан на издавна применявшемся в научной и практической деятельности человека методе наблюдения, который предполагает дли-

⁵ Власов А.В., Князев Д.Н., Пластинин С.А., Туранов В.С., Широбоков Е.В. Экспертиза в нефтегазовом комплексе // Промышленная экологическая безопасность и охрана труда. № 9 (106), ноябрь, 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://prominf.ru/article/eksportiza-v-neftegazovom-komplekse>

⁶ Михайлова К.О., Асфандиярова Р.А. Экологический аудит и перспективы его развития // Аллея науки. – 2018. – Т.8. – №5(21). – С.609-611

тельное целенаправленное и планомерное восприятие действительности. Много позднее, уже в конце XX века, в науке возник сам термин мониторинг, означающий специальную систему повторных целенаправленных наблюдений за определенными элементами природы в пространстве и времени. В наши дни под мониторингом обычно понимают раздел сведений о состоянии природной среды, связанных в основном с деятельностью человека. Одной из наиболее важных задач экологического мониторинга считается определение вклада антропогенных изменений в общее состояние природных объектов.

Экологический мониторинг-это информационная система наблюдений, предназначенная для оценки и прогноза изменений состояния окружающей среды. Это особый комплекс выполняемых по специально разработанным программам наблюдений, оценок, прогнозов и предлагаемых на их основе рекомендаций и обоснованных управленческих решений, позволяющих эффективно управлять состоянием окружающей природной среды и экологической безопасностью.

Система экологического мониторинга предназначена для сбора, систематизации и анализа данных о текущем состоянии окружающей среды, источниках и причинах наблюдаемых и вероятных изменений ее состояния, допустимости происходящих изменений и антропогенных нагрузок на среду в целом, имеющихся резервах биосферы. Она включает три основных направления деятельности – сбор информации о факторах воздействия и состоянии среды, оценку ее фактического состояния, прогноз дальнейших изменений оценку прогнозируемого состояния среды.

Экологическая диагностика представляет собой систему обследования природных сообществ и их основных компонентов, позволяющую на основе материалов биоиндикационных исследований и анализа тестируемых показателей определить изменения состояние объекта в зависимости от интенсивности и продолжительности антропогенных воздействий. Экологическая диагностика может производиться с позиций двух основных подходов. При поисковом подходе происходит активный поиск признаков угрозы на наиболее

ранних стадиях, в ситуациях наибольшей вероятности появления новых факторов риска, не отслеживаемых системой мониторинга. Нормативный подход связан с оценкой уровня нагрузки с позиций экологической стабильности экосистем, служит основой для прогнозирования динамики экосистем.

4. Эколого-экономический ситуативный анализ. Данный анализ направлен на выявление возможности регуляции деятельности предприятия. При этом виде анализа предусматривается исследование информации с целью выяснить, где и на каком производственном уровне возникли нарушения в сфере экологической деятельности»⁷.

5. Экологический маркетинг. Исходя из подходов исследователей к определению экологического маркетинга, его роли в процессе повышения экологической безопасности территорий и выражая собственное мнение по этому поводу, отметим, что под экологическим маркетингом будем считать деятельность по предупреждению, определения и удовлетворения экологических потребностей целевых сегментов с помощью комплекса инструментов, обеспечивая более высокую потребительскую ценность в виде экологической безопасности, учитывая как экологические интересы индивидуума, так и вопросы экологических последствий для окружающей среды региона. Региональный экологический маркетинг можно рассматривать как средство для все большего привлечения потребителей к использованию большего количества товаров с улучшенными экологическими свойствами, как инструмент на пути к устойчивому развитию региона. В рамках концепции регионального экологического маркетинга надо уделить внимание рассмотрению следующих понятий: экологическое сознание; экологическая потребность; экологический интерес; экологический товар; экологически безопасная продукция.

Следует отметить, что все, что происходит внутри и вокруг нас, основано на работе, в процессе которой одни виды энергии переходят в другие согласно фундаментальным законам физики – законам термодинамики. На

⁷ Редина М.М. Эколого-экономическая диагностика устойчивости предприятий нефтегазового комплекса: монография / М.М. Редина. – М.: РУДН, 2011. – С.17

основе первого и второго законов термодинамики и строится фундаментальное уравнение материального баланса (1.1):

$$R_P + R_C = Q + \sum W_i + \sum r_i \quad (1.1)$$

где R_P – объем производственных ресурсов; R_C – объем ресурсов, непосредственно используемых для потребления; Q – суммарный поток ресурсов, трансформируемый в выпуск продукции; $\sum W_i$ – первичные отходы всех сфер экономики; $\sum r_i$ – сумма рециркулированных отходов.

Если элементы на входе в производственный процесс являются более постоянными и зависят от объема имеющихся в экономике ресурсов, первичных и вторичных материалов, то конечный результат от производственной деятельности может в значительной степени повлиять на производственные процессы в экономике. Помимо готового продукта, который направляется на инвестиции и потребление, образуются полуфабрикаты, которые в дальнейшем перенаправляются в производственный поток. Отходы производства имеют важное назначение, так как в ходе их переработки экономика получает как материальные, так и социальные блага. Таким образом, уравнение материального баланса позволяет обеспечить полезную основу для анализа альтернативных методов управления ресурсными потоками, как на микро-, так и на макроуровнях. И так, выше была рассмотрена сущность эколого-экономического анализа, предмет и задачи, а также основные элементы. Для того, чтобы подробнее изучить эколого-экономический анализ как инструмент обеспечения безопасного развития нефтегазовой отрасли, перейдем к следующему параграфу исследования.

1.2 Эколого-экономический анализ как инструмент обеспечения безопасного развития нефтегазовой отрасли

На сегодняшний день нефтяная промышленность мира представляет собой одну из важнейших составляющих мирового хозяйства, а также оказывает большое влияние на развитие других отраслей. Для многих государств

добыча и переработка нефти является основным источником доходов и отраслью, определяющую стабильность валюты страны и внутренней экономики. Добыча, переработка, транспортировка, складирование и продажа полезного ископаемого, т.е. нефти и нефтепродуктов, относятся к отрасли экономики, которая определяется как нефтяная промышленность. Нефтяная промышленность включает пять подотраслей: извлечение (разведка, разработка и добыча сырой нефти и природного газа); нефтепереработка на заводах и химкомбинатах; транспортировка по трубопроводам; морская танкерная транспортировка и система поставок и услуг.

Рассмотрим динамику показателей добычи нефти в РФ за 1990-2018 гг. По имеющимся данным в 1990 г. объемы добычи составили 516 млн. т., далее объемы добычи ежегодно снижались до 2011 г., минимальные объемы добычи составили в 1996 г. - 301 млн. т.. Максимальные объемы добычи достигли к 2018 г. и составили 555,84 млн. т., а это на 7,72% выше показателя начала анализируемого периода., рисунок 1.2.

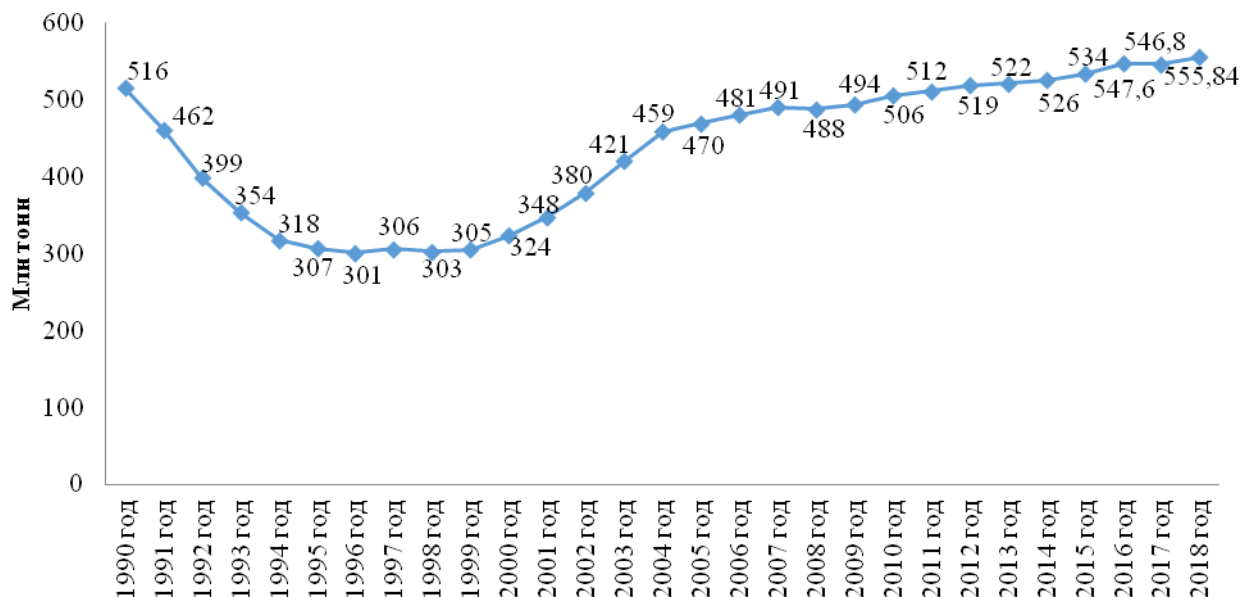


Рисунок 1.2 – Показатели динамики добычи нефти на территории РФ с 1990-2018 гг.

Первичная переработка нефти выросла относительно показателя 2017 года на 2,1% и составила 291 млн. тонн. При этом объем добычи природного

газа за минувший год увеличился на 5,3% – до 639 млрд. куб. м. Федеральная служба государственной статистики (Росстат) зафиксировала рост объёма добычи нефти и газового конденсата в России на 1,7% с начала 2018 года по сравнению с показателями 2017 года.

В 2017 г. объем добычи российской нефти на новых проектах составил 37 млн. т, увеличившись за год на 23%. К новым месторождениям (greenfields) относятся месторождения, для которых срок эксплуатации составляет не более 5 лет. Остальные месторождения относятся к категории зрелых (brownfields). За последние годы рекордный прирост добычи нефти (более 23 млн. т) за счет новых месторождений произошел в 2016 г., когда стали постепенно выходить на проектные уровни значительное количество проектов – месторождения Требса и Титова, Новопортовское, Приразломное, Ярудейское и др. В 2017 г. в условиях присоединя России к ОПЕК наращивание добычи нефти в соответствии с проектом разработки на значительном количестве новых объектов было остановлено.

Доля добычи нефти на greenfields в структуре суммарной добычи нефти в России растет и в 2017 г. составила 6,8 %, что обусловлено первой фазой разработки новых месторождений, а также сокращением добычи нефти на brownfields. В 2017 г. наибольший прирост добычи нефти произошел на Пякяхинском месторождении в Ямало-Ненецком АО, Сузунском месторождении в Красноярском крае.

В региональном разрезе прирост добычи на новых месторождениях в 2017 г. наблюдался в европейской части России (4,1 млн. т) и Западной Сибири (3,4 млн. т) относительно предыдущего года. Одновременно произошло сокращение добычи на новых месторождениях Восточной Сибири и Дальнего Востока – на 1,5 млн. т по сравнению с 2016 г.

В европейской части страны «ЛУКОЙЛ» в 2017 г. увеличил добычу на месторождении имени Филановского, «Газпром нефть» – на Приразломном, «Зарубежнефть» – на Восточно-Янемдейском и Северо-Сихорейском, а

«Роснефть» – на Наульском, Восточно-Волостновском и Волостновском месторождениях.

Добыча в Западной Сибири увеличилась на разрабатываемом «Роснефтью» месторождении имени Московцева, а также на Верхнекалымском и Южно-Нюрымском участках недр «Сургутнефтегаза».

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке прирост добычи на новых месторождениях обеспечил консорциум «Сахалин-1» на месторождении Аркутун-Даги, «Роснефть» – на Лодочном участке недр, а «Сургутнефтегаз» – на Восточно-Алинском, Южно-Талаканском и Восточном блоке Талаканского месторождения. В организационной структуре добычи конденсата наибольшую долю занимает ОАО «Арктикгаз» (около 23%). Предприятия Группы «Газпром» обеспечивают около 46 % добычи газового конденсата. Наиболее крупные из них – «Газпром добыча Уренгой» (17 % от общего объема добычи конденсата), доля компаний «Газпром добыча Ямбург» и «Газпром добыча Астрахань» составляет 11 и 10 % соответственно.

В региональной структуре наибольшие запасы газового конденсата сосредоточены в Уральском (53 %), Южном (20 %) и Сибирском (7 %) федеральных округах. В региональной структуре добычи на Уральский федеральный округ приходится 67 % добычи конденсата, на Южный округ – 11 %, в Сибирском федеральном округе добывается 7 % конденсата (рисунок 1.3).

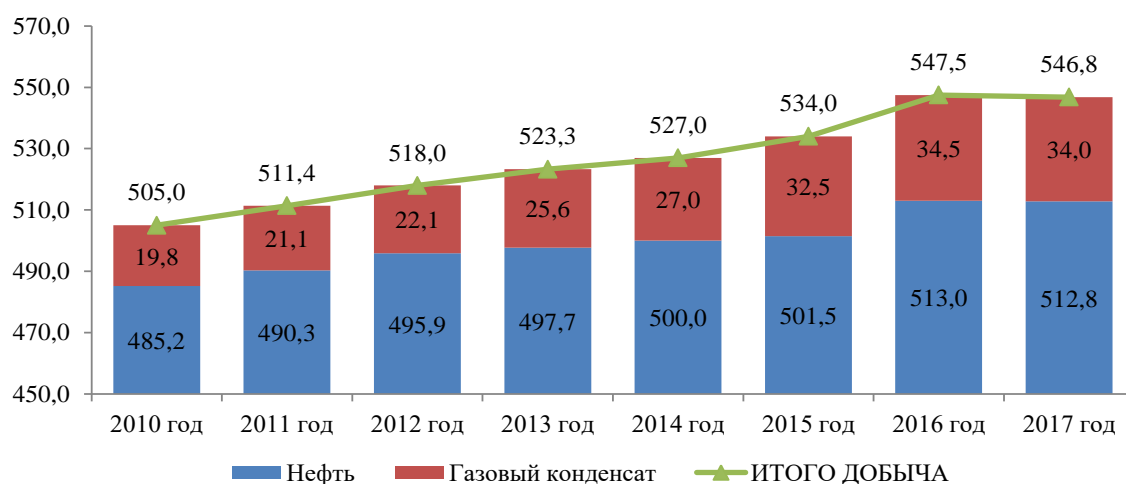


Рисунок 1.3 - Структура добычи нефти и газового конденсата с 2010-2017гг.

В последние годы на рынке газового конденсата происходят структурные изменения. Новая формула ценообразования привела к снижению экспортных поставок конденсата, в тоже время вырос внутренний спрос. Увеличение переработки газового конденсата приносит больший добавленный доход, и позволяет добиться большего выхода светлых нефтепродуктов.

За последние десятилетия в РФ замечено снижение качество сырьевой базы жидких углеводородов. Истощение уникальных месторождений Западной Сибири приводит к необходимости извлечения нефти с месторождений с высокой степенью обводненности, освоению тяжелых и высокосернистых запасов нефти Волго-Уральской НГП, освоению новых районов добычи Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Несмотря на стабилизацию добычи нефти в России в 2017 г., происходит рост добычи нефти с низкими качественными характеристиками (рисунок 1.4).

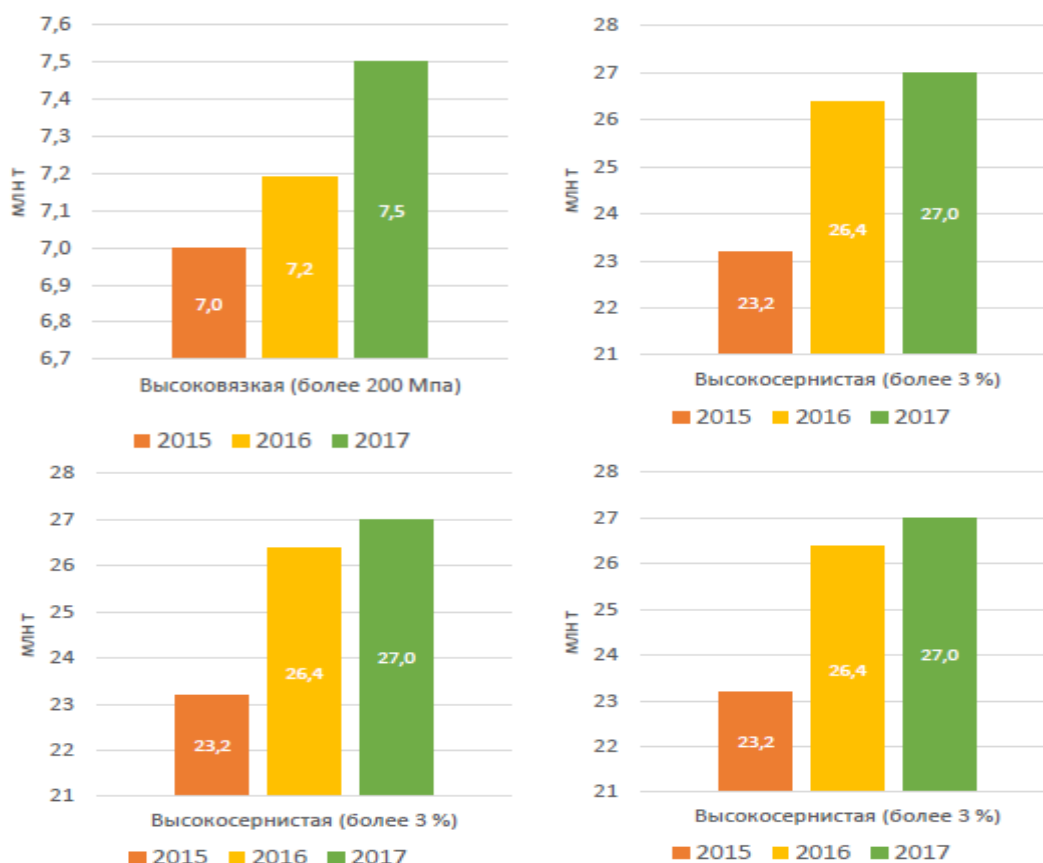


Рисунок 1.4 - Добыча нефти по качеству

В настоящее время перспективы прироста добычи нефти на шельфе связаны только с Охотским морем (месторождение Аркутун-Даги). Российский сектор Каспийского моря имеет достаточно ограниченную сырьевую базу. Развитие арктического шельфа сталкивается с ограничениями, связанными с отсутствием собственных технологий, оборудования, кадров, введением санкций на передачу технологий развитых стран в области добычи нефти на шельфе, относительно низкой степенью геологической изученности арктического шельфа России. Промышленная нефтегазоносность установлена в 37 субъектах Российской Федерации. Западная Сибирь является важным центром российской нефтяной промышленности, доля добычи в этом центре составляет 57,3 % российской нефти, рисунок 1.5. Однако высокая степень выработанности и обводненности крупнейших базовых месторождений региона приводит к снижению его в региональной структуре добычи нефти.



Рисунок 1.5 - Структура добычи нефти в России по макрорегионам

По федеральным округам в структуре добычи нефти лидирует Уральский федеральный округ, рисунок 1.6.

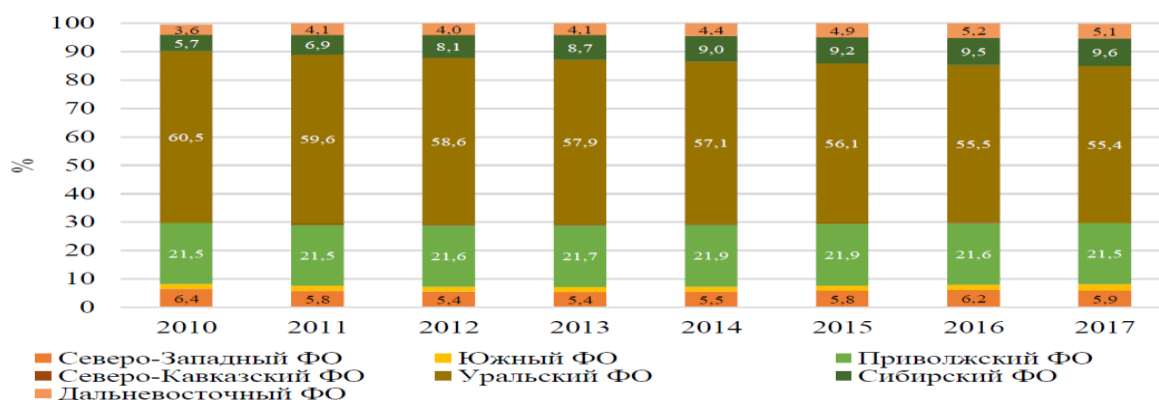


Рисунок 1.6 – Динамика показателей структуры добычи нефти по федеральным округам РФ с 2010-2017гг.

В организационном плане российская нефтеперерабатывающая промышленность является территориально диверсифицированной и достаточно высококонцентрированной отраслью (Приложение А).

Динамика объемов первичной нефтепереработки представлена на рис.1.7. Несмотря на то, что объем нефтепереработки в 2017 г. соответствует уровню 2016 г., несколько увеличился уровень загрузки – с 86,4% до 86,7%.

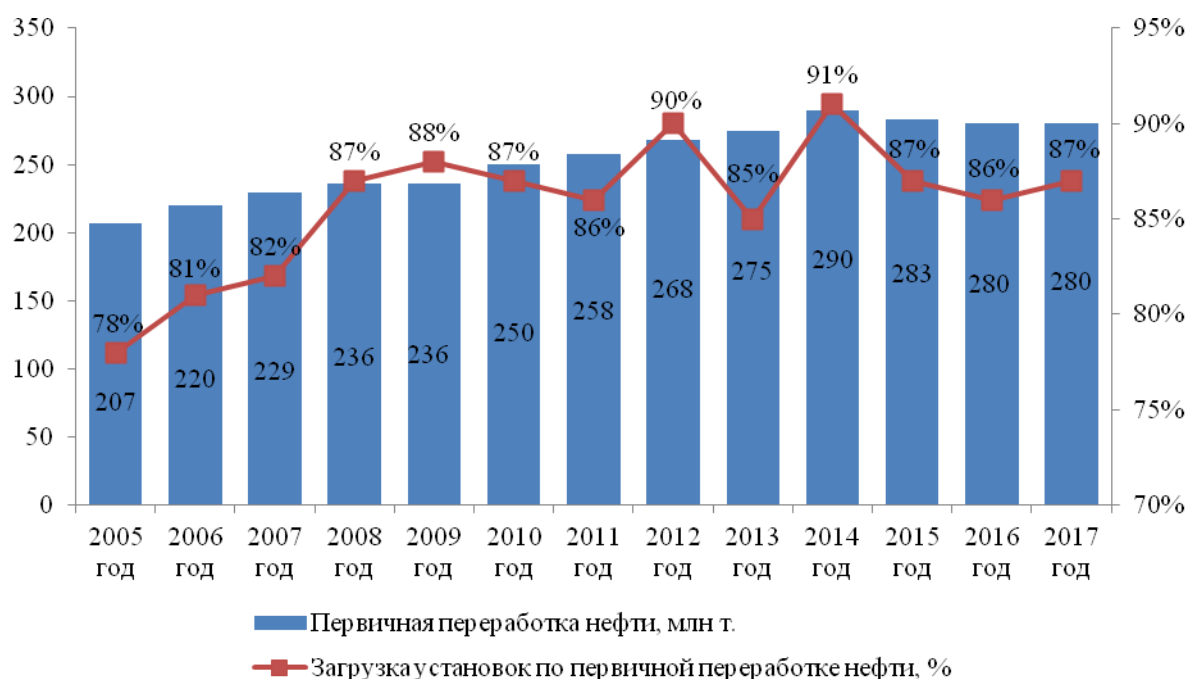


Рисунок 1.7 - Объем первичной переработки нефти в России

Средняя глубина переработки нефти в России ежегодно увеличивается и по данным на 2017г. составила 80,8 %, рисунок 1.8. Доля независимых компаний в структуре переработки составляет 14,5 %, а на мини-НПЗ приходится менее 3 % переработки нефти (рисунок 1.9). Более всего переработка снизилась на Рязанской НПК (2 млн. т), Куйбышевском (0,9 млн. т) и Ачинском НПЗ (0,8 млн. т). Наибольший рост переработки нефти показал Туапсинский НПЗ (1,2 млн. т) и Новокуйбышевский НПЗ (1 млн. т).

Экспорт нефти на протяжении ряда лет ежегодно увеличивается и по данным ФТС объемы экспорта в 2017г. составили 252,6 млн. т., а это выше показателя предыдущего года на 0,90%, к уровню 2013г. рост составил 6,76%. По данным Минэнерго экспорт в 2017г. сформировался на уровне 257

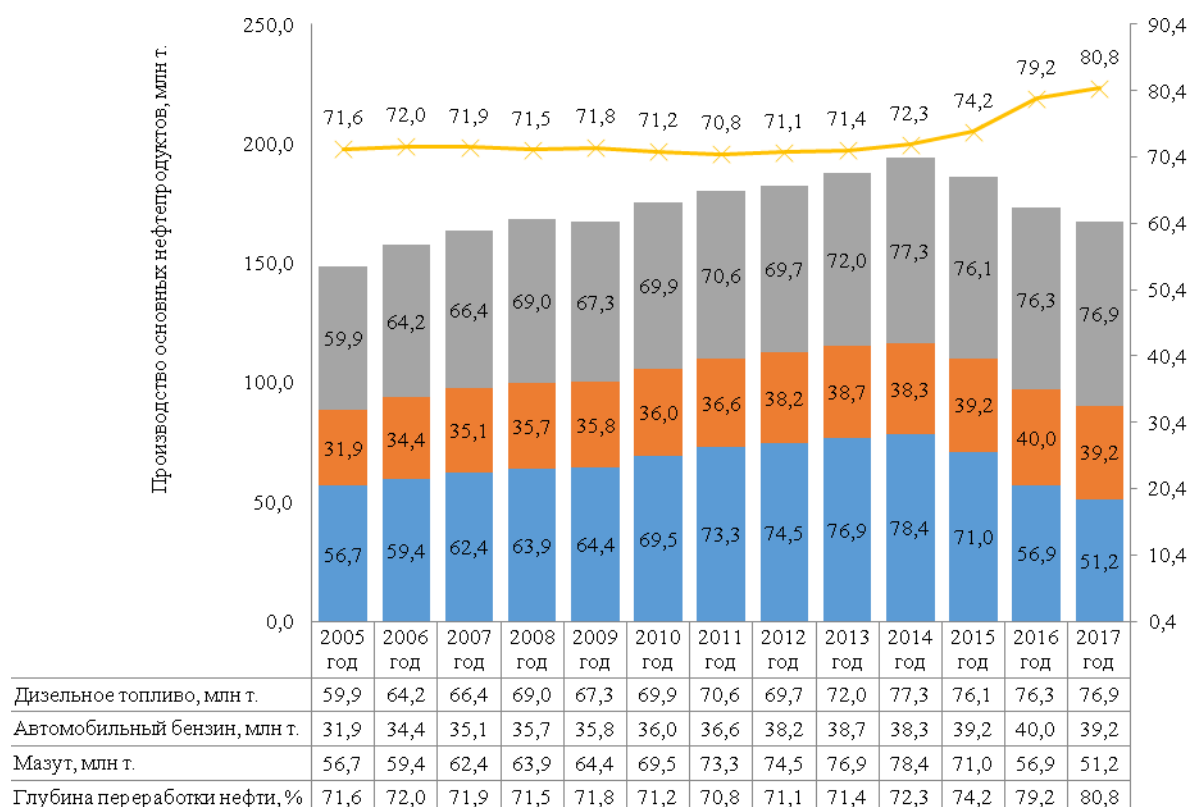


Рисунок 1.8 - Объем производства основных нефтепродуктов в России с 2005-2017гг.

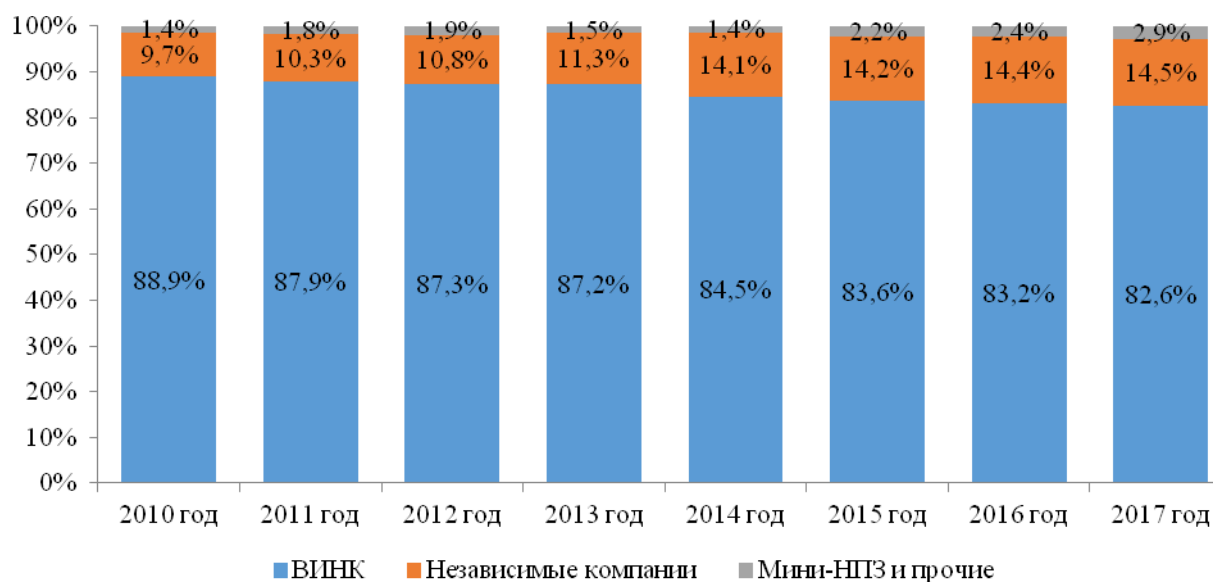


Рисунок 1.9 - Организационная структура объема переработки нефти в России с 2010-2017гг.

млн. т., а это выше показателя начала анализируемого периода на 9,41%, рисунок 1.10.

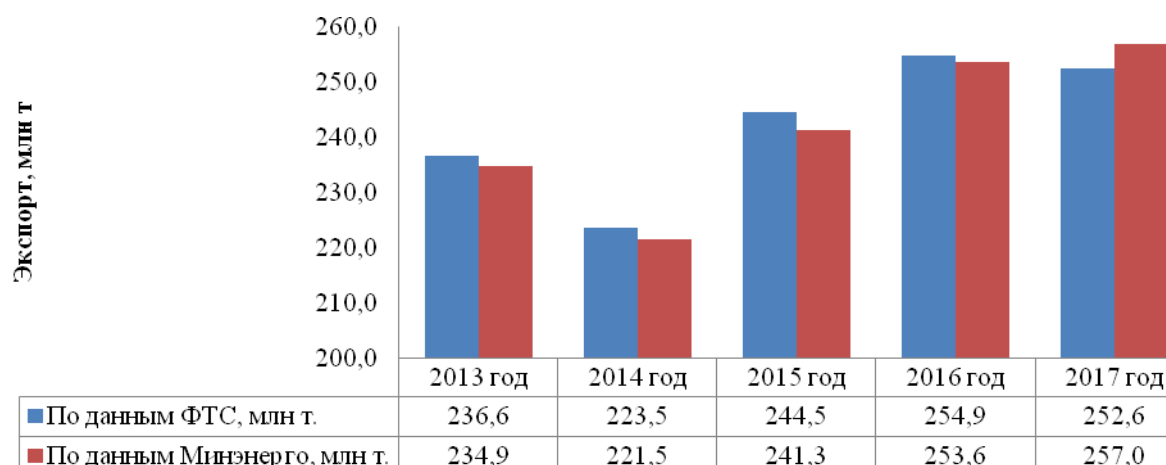


Рисунок 1.10 - Экспорт нефти по данным ФТС и Минэнерго с 2013-2017гг.

Транзитные поставки на протяжении анализируемого периода ежегодно снижаются и в 2017г. этот показатель составил 19,6 млн. т., а это ниже уровня 2011г. на 13,27%, по отношению к показателю прошлого года снижение составило 0,3 млн.т., рисунок 1.11.

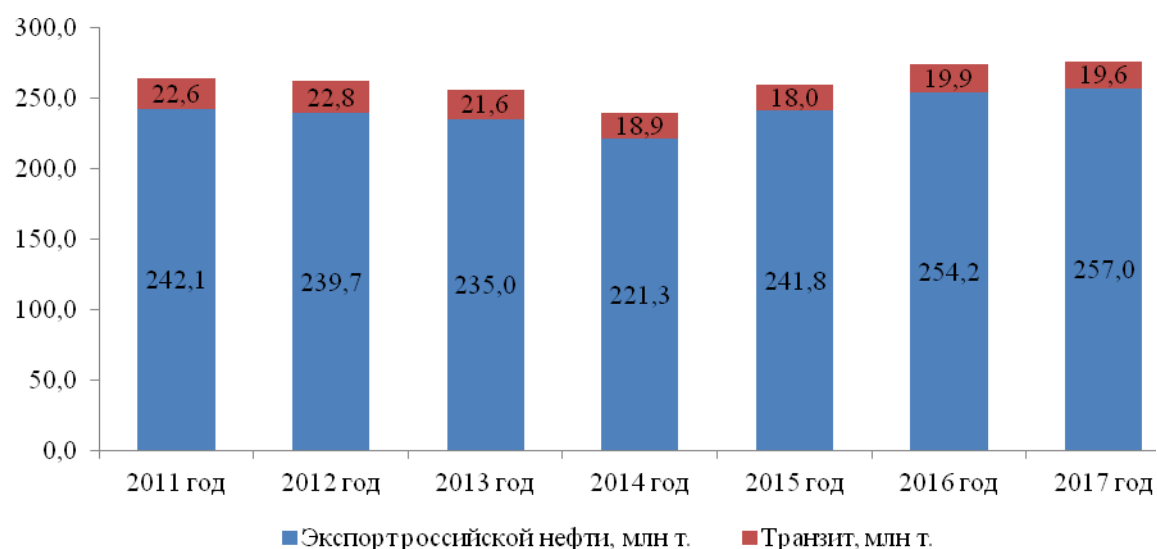


Рисунок 1.11 - Экспорт российской нефти и транзитные поставки с 2011-2017гг.

Наибольший объем в структуре экспорта нефтепродуктов приходится на мазут и прочие нефтепродукты, в 2017 было экспортировано 93,2 млн. т.,

50,9 млн. т. приходится на дизельное топливо. Автомобильный бензин занимает небольшой удельный вес в структуре экспорта. При этом, в динамике наблюдается ежегодный рост по экспорту всех видов нефтепродуктов, рисунок 1.12.

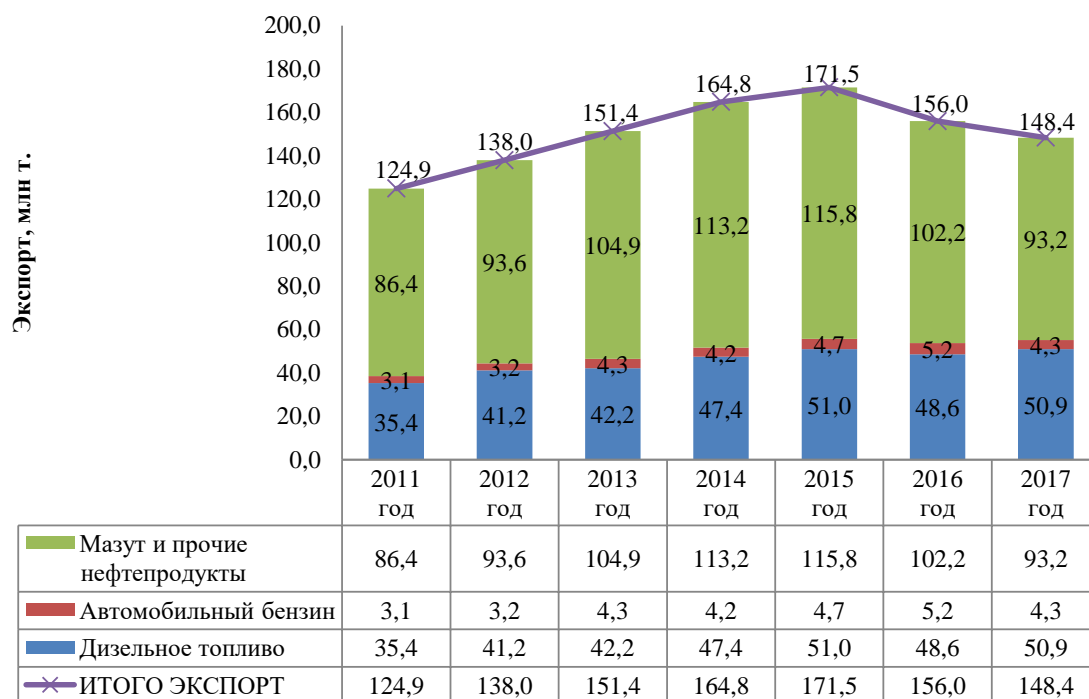


Рисунок 1.12 - Структура экспорта нефтепродуктов из России с 2011-2017гг.

Однако, ежегодный прирост экспорта нефтепродуктов в 2016-2017гг. показывает снижение. В частности, в 2016г. снижение экспорта составило 9,1%, в 2017г.-13,5% к уровню прошлого года, рисунок 1.13.

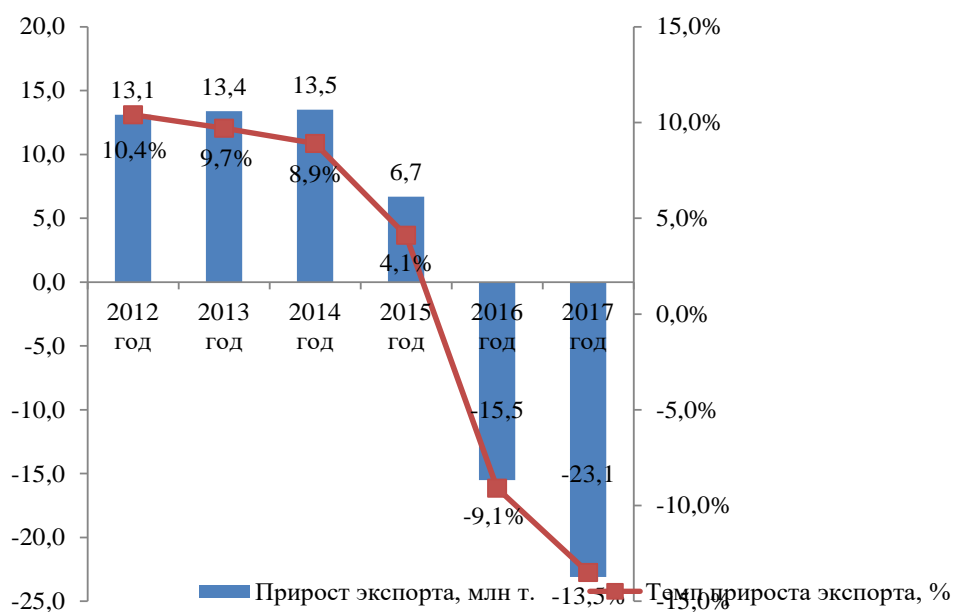


Рисунок 1.13 - Прирост экспорта нефтепродуктов из России с 2012-2017гг.

По регионам, наибольший объем экспорта приходится на Атлантическое направление, в 2017г. экспорт составил 164,2 млн. т. В два раза меньше приходится экспорт на Азиатско-Тихоокеанское направление и по данным на конец анализируемого периода объемы экспорта составили 74,8 млн. т. Небольшая доля экспорта приходится на ближнее зарубежье и на протяжении анализируемого периода показатель колеблется в пределах 29,9млн. т. -18,0 млн. т., рисунок 1.14.

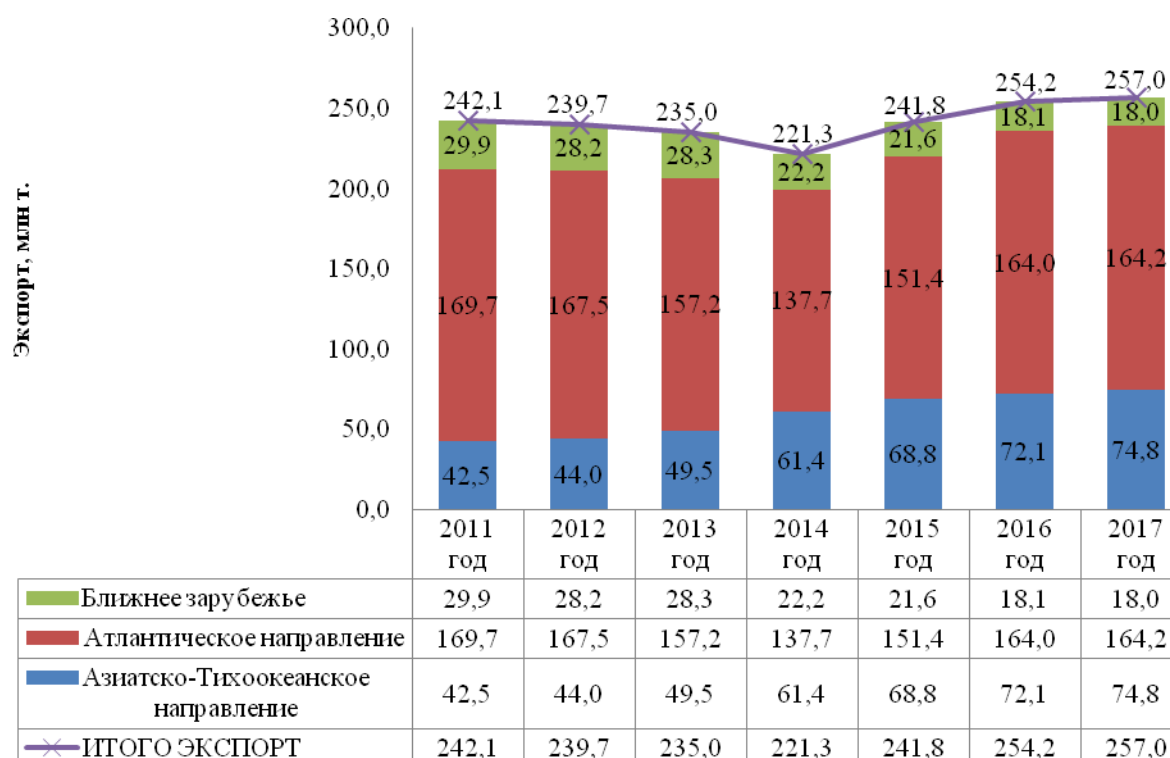


Рисунок 1.14 - Региональная структура экспорта нефти из России с 2011-2017гг.

Организационная структура экспорта российской нефти и транзитные поставки в дальнее зарубежье представлены на рисунке 1.15. Данные показывают, что больше всего поставки осуществляются в дальнее зарубежье через систему АК «Транснефть», на протяжении анализируемого периода объемы поставок колеблется в пределах от 207,1 млн. т. до 216,7 млн. т. Небольшие поставки нефти приходятся на дальнее зарубежье минуя систему АК «Транснефть» и в 2017г. показатель составил 42,0 млн. т. На долю ближнего зарубежья приходится небольшая доля экспорта и составляет 6,5% от общего объема экспорта, в стоимостном выражении экспортировано было 18,0 млн. т. нефти, рисунок 1.15.

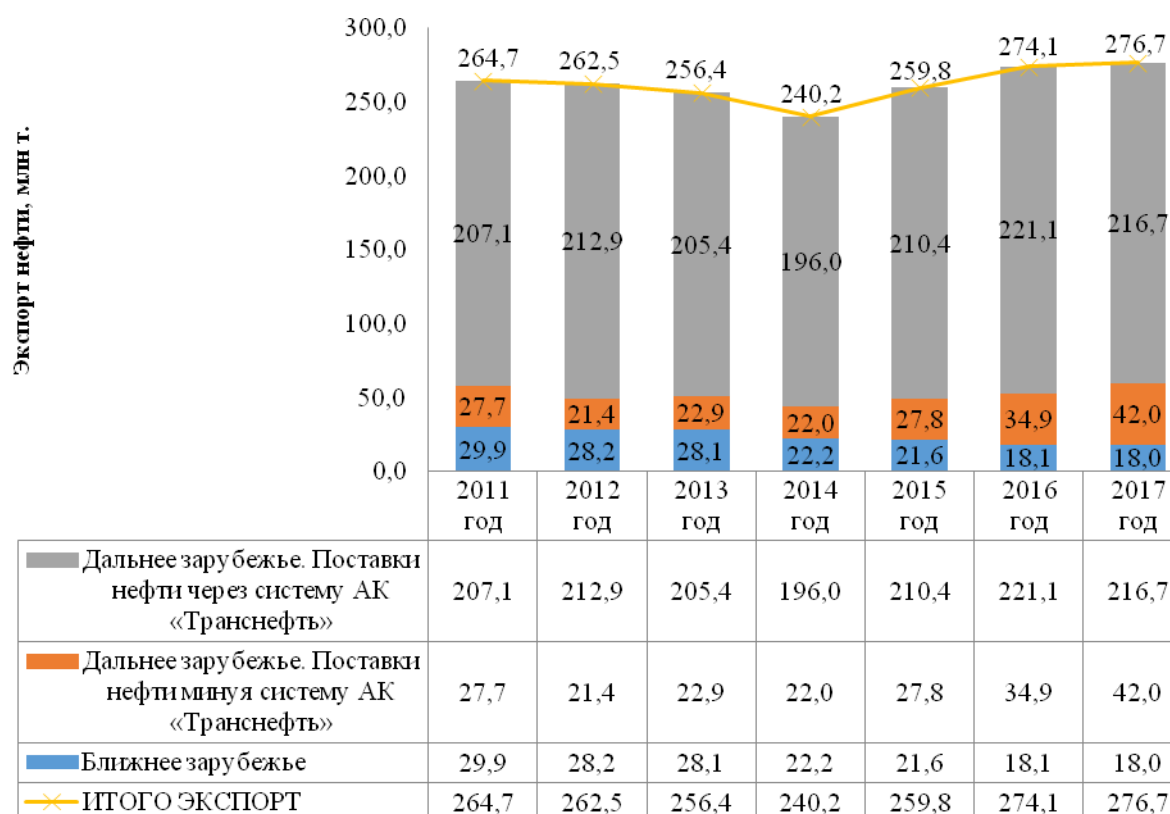


Рисунок 1.15 - Организационная структура экспорта российской нефти и транзитные поставки в дальнее зарубежье с 2011-2017гг.

Интенсивное развитие нефтегазовых отраслей в различных странах мира предопределило ряд неблагоприятных тенденций, связанных с исчерпанием сырьевых ресурсов, а следовательно, с необходимостью вовлечения в хозяйственный оборот новых энергетических потенциалов, а также ухудшением экологической обстановки на региональном и планетарном уровнях.

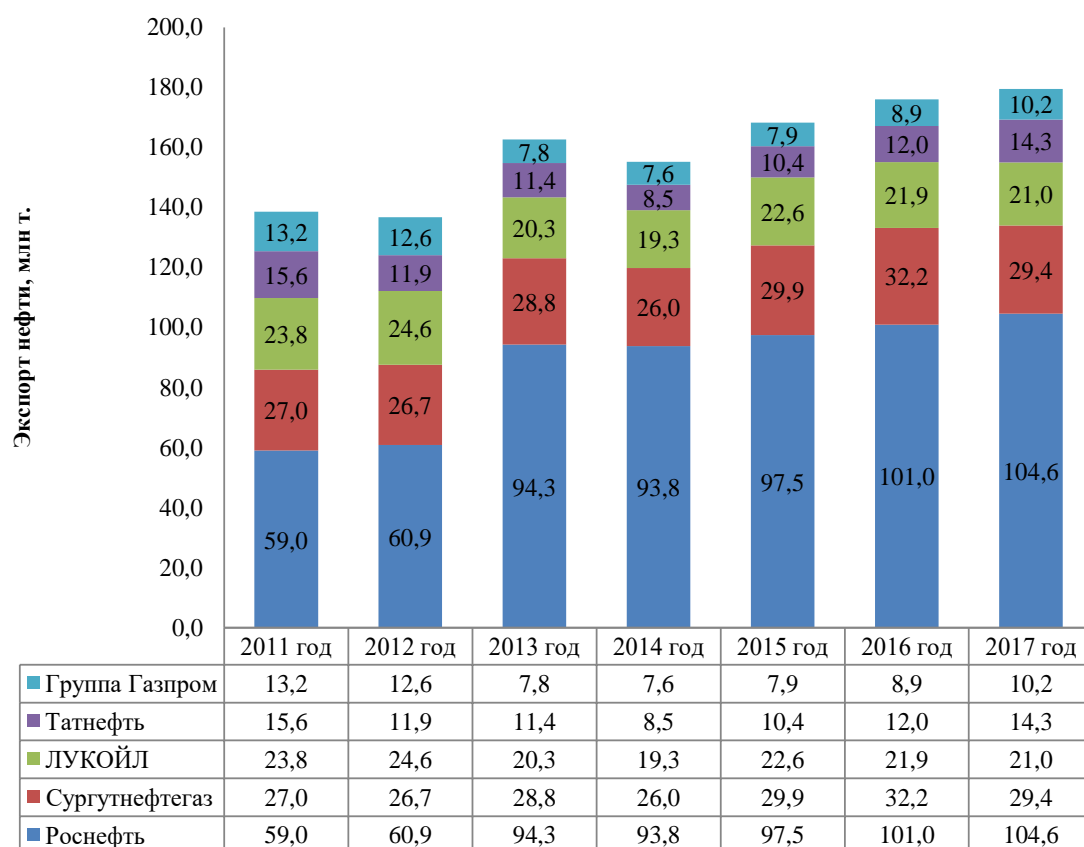


Рисунок 1.16 - Экспорт российской нефти пятью крупнейшими ВИНК в дальнее зарубежье по системе АК «Транснефть» с 2011-2017гг.

Крупнейшими компаниями по экспорту нефти являются: Газпром, Татнефть, Лукойл, Сургутнефтегаз, Роснефть. При этом, наибольшие объемы экспорта приходятся на Роснефть, и в 2017г. объемы экспорта составили 104,6 млн. т., а это составляет 58,27% от общего количества. Небольшая доля приходится на другие компании, рисунок 1.16. Отметим, что только в 2015-2016гг. наблюдается положительный прирост экспорта нефти, в 2017г. произошло снижение и процент составил - 1,2%, рисунок 1.17.

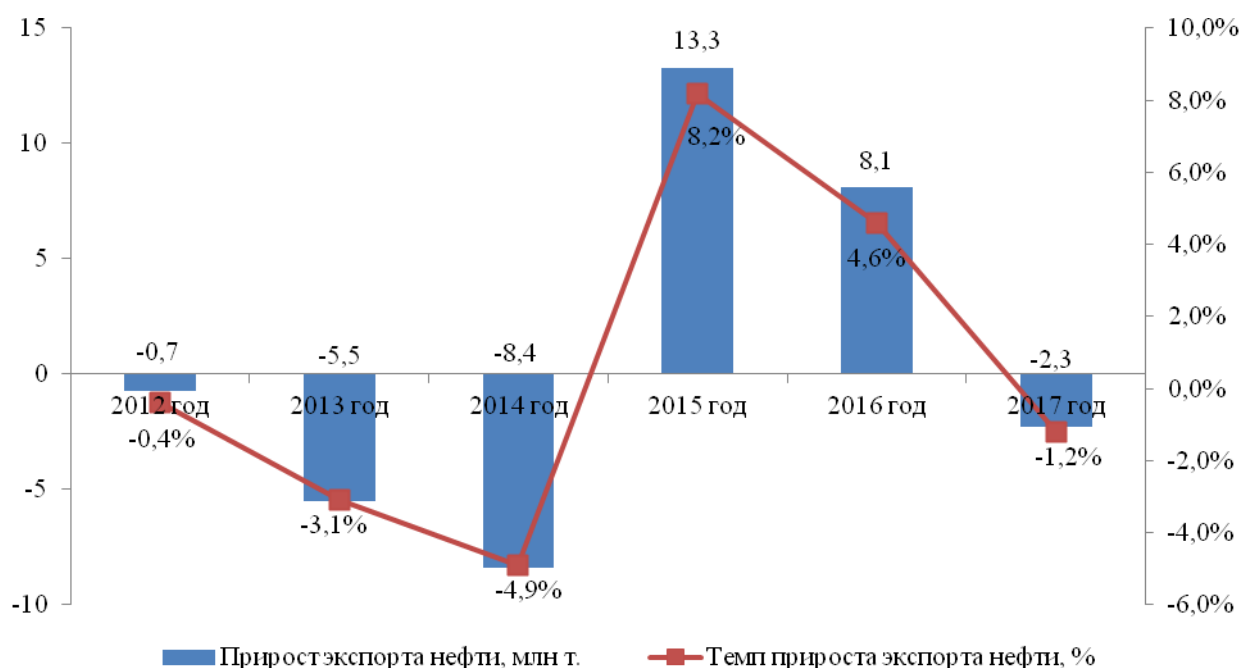


Рисунок 1.17 - Прирост экспорта российской нефти ВИНК в дальнее зарубежье по системе АК «Транснефть»

Указанные обстоятельства вынуждают Правительство изыскивать возможности вовлечения в хозяйственный оборот новых месторождений: нефтегазоносных шельфов Карского, Баренцева и Охотского морей, месторождений п-ова Ямал, Республики Саха и др. Для освоения уникальных месторождений планируется участие иностранных компаний и фирм. Запасы только одного гигантского газового месторождения Штокмановское оцениваются в 2,27 трлн. м³. При освоении такого месторождения можно добывать не менее 80 тыс. м³/сут газа.

Увеличение нефтегазодобычи в России обусловлено, с одной стороны, необходимостью удовлетворения собственного энергодефицита, а с другой стороны, необходимостью получения твердой валюты для реконструкции и модернизации топливно-энергетических отраслей и укрепления общего экономического состояния государства.

Самыми капиталоемкими сооружениями нефтегазового комплекса являются магистральные и промысловые трубопроводы, которые, имея общую

протяженность свыше 700 тыс. км, покрывают более 30 % территории России, создавая реальную угрозу почти для 2/3 населения страны.

Значительная протяженность и большие диаметры современных магистральных трубопроводов обусловлены необходимостью перекачки больших объемов углеводородного сырья на дальние расстояния, поскольку основные месторождения сосредоточены на севере европейской части и Западной Сибири. Так, средняя протяженность транспорта нефти только применительно к России составляет 2000 км. Для сравнения, средняя протяженность транспорта нефти по трубопроводной системе США составляет немногим более 800 км.

Средний диаметр нефтепроводов – 860 мм, но основной объем нефти перекачивается по трубам большого диаметра (1020, 1220 мм) – свыше 70%. Трубопроводы большого диаметра сооружались в относительно более поздний период (1980-е гг.), тогда как основная масса трубопроводов малого и среднего диаметра относится к категории старого и стареющего поколения, физический ресурс которых в значительной мере уже исчерпан. В настоящее время 29 % российских нефтепроводов находятся в эксплуатации от 40 до 50 лет и 25% - более 50 лет.

Общепринятый в настоящее время нормативный срок службы магистральных трубопроводов (33 года) не имеет строго научного обоснования и физического смысла, а потому носит исключительно условный характер. Однако с переходом к рыночной экономике установление реальных нормативных сроков службы магистральных и промысловых трубопроводов с учетом специфики их эксплуатации имеет первостепенную важность, поскольку каждый год безаварийной эксплуатации трубопровода дает огромный экономический эффект. Увеличение срока службы магистральных трубопроводов обуславливается комплексом мер проектно-технологического, организационно-технического и экономического характера, повышением надежности и экологической безопасности. Итак, выше был проведен анализ развития нефтегазовой отрасли России. Как уже было описано выше, данная отрасль

оказывает существенное влияние на экологические показатели, для того, чтобы подробнее описать природоохранные мероприятия и эколого-экономические проблемы, перейдем к следующему параграфу исследования.

1.3 Природоохранные мероприятия и эколого-экономические проблемы

Экологические проблемы нефтяной промышленности – это только часть общечеловеческих проблем экологии планеты, которые возникают в результате деятельности человека. Основная проблема состоит в отсутствии осознания не безграничности земных запасов и в необходимости каким-то образом компенсировать невосполнимый урон, который наносит продвигающаяся цивилизация некогда сбалансированному экологическому равновесию отдельных земных регионов⁸.

Нефть, газ и подземные воды, которые обеспечивали и поддерживали пластовое давление и поверхность земной коры, стали откачиваться для обеспечения нужд человечества в источниках энергии, которые с каждым годом все увеличиваются. Разработка альтернативных видов топлива тормозится в результате лоббирования тех общественных формаций, которые существуют, и развиваются, за счет добычи полезных ископаемых, их транспортировки и продажи.⁹

Между тем, согласно данным научных исследований, именно деятельность человечества становится причиной экологической катастрофы: вырубка лесов; использование водоемов; добыча полезных ископаемых. В результате этого происходят: тектонические сдвиги земной коры; землетрясения;

⁸ Бакирова С.Ф. Экологические проблемы нефтедобывающей отрасли // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа. Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции (Томск, 2016). – 2016. – С.230-232

⁹ Янкевский А.В., Ганченко Д.Д., Чернеева Е.В., Щерба В.А. Экологические проблемы добычи нефти и газа на шельфе мирового океана // Интернет-журнал Науковедение. – 2017. – Т.9. – №6. – С.40.

распространение пустынных зон; катастрофические изменения климата.

Прогнозы научных исследований говорят о том, что, по мере роста добычи полезных ископаемых, открытия и эксплуатации новых месторождений, размеры негатива будут расти, а глобальные катастрофы – увеличиваться.¹⁰ Сдвиги и деформации земной коры, таяние ледников и затопление материков – вот та цена, которую платит человечество за увеличение народонаселения и научно-технический прогресс.

Цивилизация не учится на своих ошибках и примером тому может быть история мировых войн. Никого не пугают грядущие катастрофы, которые многие не хотят учитывать, живя сегодняшним днем, или считая прогнозы бредом сумасшедших ученых. Невозобновляемые источники энергии, используемые в нефтеперерабатывающей промышленности, привели к дополнительному нагреву поверхности земли, и, в силу своей многочисленности, стали одними из тех факторов, которые способствовали созданию парникового эффекта и уменьшения в атмосфере защитного озонового слоя.

Последствия интенсивной добычи ресурсов нефти и газа стали причиной не только нарушения экологического равновесия и опасности природных катастроф, которые нависли над человечеством, но и привели к увеличению в атмосфере: углекислого газа; сернистых соединений; оксида азота.

Как указывает М.В. Начева, использование нефти, в ее нынешнем состоянии, приводит, например, к: выбросу в атмосферу ежедневно 500 т серы от одной средней электростанции, работающей на мазуте; поглощению реактивным лайнером за один перелет Атлантического океана 35 т кислорода.¹¹

Проблемы нефтедобывающей промышленности переросли в общечеловеческие, и требуют немедленного разрешения. Появление экологических проблем при добыче нефти и газа состоит в нескольких одновременных ас-

¹⁰ Боева Н.И., Боев Е.В., Шамонин Е.А. Анализ развития нефтеперерабатывающей промышленности России под влиянием экологических требований // Уральский научный вестник. – 2018. – Т.5. – №3. – С.007-010

¹¹ Начева М.В. Концепция нормализации экологической обстановки в нефтедобывающих районах // Актуальные проблемы природообустройства региона Сборник научных трудов. – Калининград, 2017. – С.136-142

пектах, часть которых взаимовлияет друг на друга, производя кумулятивный эффект, а другая часть становится, опосредованно, результатом их взаимодействия.

Проблемы начинаются с загрязнения в местах добычи нефти, которые давно появились в самых отдаленных местностях, и привели к экологическим катастрофам, и частичному вымиранию малых народов, безопасно существовавших в отдаленных северных регионах, пока туда не пришли нефтяные вышки.¹² Самые распространенные проблемы: оползни; отравление побережий; загрязнение акваторий; тектонические сдвиги; отравление почвы и воды разлитым сырьем.¹³

Нефтяные разливы, «историческое наследие» советских времен, нефтешлам, любые нефтегазовые загрязнения ведут к порой необратимым изменениям экологической обстановки. Нефтегазовые компании стремятся свести к минимуму риски для окружающей среды при разработке месторождений и переходят на более рациональные способы добычи углеводородов.

Известно, что основную экологическую угрозу со стороны нефтяной промышленности несут разливы нефтепродуктов¹⁴. Статистический анализ данных по разливам нефти в морских акваториях, позволяет сделать вывод, о том что доля крупных разливов нефти (более 700 тыс. тонн) невысока, и она на протяжении исследуемого периода снижается. Большая часть разливов нефти произошла до 2000 годов (1970 годы – 245 случаев (54%), 1980 годы – 94 случая (21%), 1990 годы – 77 случаев (17%), 2000 годы – 35 случаев (8%))¹⁵. В Приложении Б представлена информация о крупнейших разливах нефти по материалам The International Tanker Owners Pollution Federation

¹² Александрова А.Ю., Тимофеева С.С. Оценка экологического риска для атмосферы при нефтедобыче // Наука XXI века: технологии, управление, безопасность Сборник материалов I международной научно-практической конференции. – 2017. – С.97-103

¹³ Ткаченко А.О. Оценка альтернативных решений осуществления экологических затрат на примере ПАО «Татнефть» // Московский экономический журнал. – 2017. – №4. – С.52

¹⁴ Нефтяным компаниям в России должно быть выгодно решать экологические задачи // Бурение и нефть, 25.05.2018 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://burneft.ru/main/news/21208>

¹⁵ Oil Tanker Spill Statistics 2015 The international tanker ownerspollution federation limited (London, United Kingdom: ITOPF) 4

(ИТОРФ), доработанная О.В. Пожарницкой, В.В. Коноваловым и др.¹⁶ Как видно из представленных данных за последнее 50 лет произошло колоссальное количество катастроф, связанных с разливом нефти в морских акваториях, нанесен большой ущерб морской экосистеме. Так, в частности результате разлива нефти танкером Eххон Valdez в 1989 году в проливе Принца Уильяма, пострадали чрезвычайно чувствительные экосистемы побережья Аляски. Связано это в первую очередь с тем, что побережье Аляски это холодные воды, и организмы, которые расщепляют нефть не выживают в такой среде.

Теплые воды служат хорошей средой обитания для бактерий, в результате чего часть нефти поглощается окружающей средой, но этот факт не снимает ответственность со сторон причастных, к нанесению ущерба (Приложение В). В качестве примера разлива нефти российскими танкерами, можно привести танкер «Находка», который в 1997 году шел на Камчатку, и потерпел крушение, в результате чего было загрязнено 200 километров побережья. В Керченском проливе в 2007 года в результате шторма потерпел катастрофу российский танкер «Волгонефть-139, в море вылилось свыше 1,2 тыс. тонн мазута¹⁷.

По данным «Гринпис России» - Россию можно отнести к мировым лидерам по количеству порывов трубопроводов (протяженность нефтепровода 400 тыс. км.). В России в результате порывов трубопроводов ежегодно в окружающую среду попадают по меньшей мере 5 млн. тонн нефти и нефтепродуктов. Это семь разливов нефти в Мексиканском заливе в 2010 году¹⁸.

Особенно остро проблема загрязнения водных ресурсов нефтью и нефтепродуктами стоит для Западной Сибири, т.к. на ее территории находятся предприятия по добыче и транспортировке, а также и по переработке нефти. Нефть, попавшая в воду, образуют очень тонкую пленку, которая

¹⁶ Пожарницкая О.В., Коновалов В. В., Бурухин Б.С., Стрельникова А.Б. Белозерова Д. Загрязнение водных ресурсов нефтью и методы их очистки

¹⁷ Высший арбитраж принял дело о пересмотре решения о взыскании 507 млн руб. за разлив нефти в Керченском проливе. / Санкт-Петербург: Порт Ньюс, 2013. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://portnews.ru/news/156514/>

¹⁸ В России катастрофы масштабов Мексиканского залива происходят несколько раз в год. / Москва: News2.ru, 2012 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://news2.ru/story/348542/>

препятствует доступу кислорода, что наносит губительный вред рыбным запасам и водной растительности¹⁹. Практически всегда разливы нефтепродуктов на почвенный покров приводят к загрязнению грунтовых вод²⁰.

Все вышесказанное дает понять, что совершенствование мероприятий по очистке водных и земельных объектов от углеводородов, с учетом растущих объемов их добычи, становится все более актуальной задачей и требует разработки новых подходов к ее решению. Как правило, рекультивация загрязненных участков проводится техническим и биологическим методами. Технические приемы подразумевают: землевание, сгребание и вывоз загрязненного слоя или выжигание²¹. Таким образом, разливы нефти неизбежно приводят к многочисленным экологическим и экономическим последствиям, связанным с восстановлением биологического баланса водных ресурсов. Для успешного управления этими проблемами очень важно предотвращать разливы нефти, используя современное оборудование, технологии, использовать лучшие мировые практики реагирования в сложившихся, непредвидимых обстоятельствах, в т.ч. при пожарах.

Основная проблема нефтяной отрасли - это отсутствие государственного контроля и контроля мировой общественности за качеством нефтепереработки и нефтедобычи.²² Проблемы, связанные с контролем и минимизацией негативных последствий его отсутствия, в первую очередь, связаны со следующими обстоятельствами: неразработанной методологией осуществления процесса; неразработанной и не принятой законодательной базой для осуществления такого контроля; отсутствием нормирования негативных вы-

¹⁹ Savichev O G, Tokarenko O G, Pasechnik E Yu, Nalivaiko N G, Ivanova E A and Nadeina L V Microbiological composition of river waters in the Ob' basin (West Siberia) and its associations with hydrochemical indices 2015 XIX International Scientific Symposium in honor of Academician M.A. Usov «Problems of Geology and Subsurface Development» (Tomsk, Russia)

²⁰ Brakorenko N.N. Impact of oil on groundwater chemical composition 2015 XIX International Scientific Symposium in honor of Academician M.A. Usov "Problems of Geology and Subsurface Development" (Tomsk, Russia)

²¹ Каблов В Ф, Иошенко Ю П Проблема сбора нефти и нефтепродуктов при аварийных разливах // Фундаментальные исследования. 2004. №6. С.64

²² Богданов С.В., Яхудина Н.А. Управление крупномасштабным нефтегазовым бизнесом на основе гармонизации финансирования производственной и экологической деятельности компании // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2016). Материалы Девятой международной конференции: в 2-х томах. / Под общ. ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. – 2016. – С.22-25

бросов, и учета их осуществления; практически не разрабатываемой и не закрепляемой методологией; отсутствием законодательных мер; нежеланием нефтедобывающих и перерабатывающих компаний тратить получаемую прибыль на экологические меры; недостаточное финансирование в усовершенствование оборудования и обеспечение относительной безопасности.²³

Нежелание государств, экономика которых зависит от реализации сырьевых ресурсов, расположенных на их территории, тратить государственные средства для обеспечения безопасной добычи, и поддержания экологического равновесия, а также надзора за государственными и частными компаниями. Катастрофическое положение усугубляется появлением все новых технологий и предприятий по производству химических веществ и технологий, основанных на использовании в качестве сырья нефти и газа. Если в ближайшее время не будут предприняты меры по оптимизации, методологии надзора, и создания рычагов обеспечения в виде нормативных и законодательных актов, экологические проблемы добычи нефти и газа, уже ставшие бедствием человечества, станут одной из главных причин техногенной катастрофы.

На основании проведенного исследования, можно четко классифицировать основные экономические и экологические проблемы нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих отраслей (табл.1.1).

²³ Конык О.А. Обеспечение экологической безопасности при обращении с отходами на нефтяных месторождениях // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2017. – №12(276). – С.39-41

Таблица 1.1 - Основные экономические и экологические проблемы нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих отраслей

Экономические проблемы нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих отраслей	Экологические проблемы нефтеперерабатывающих и нефтедобывающих отраслей
<p>1. Сохранение высокой волатильности нефтяных цен и неопределённости на мировых рынках.</p> <p>2. Высокий рост конкуренции производителей на рынках в результате развития технологий.</p> <p>3. Использование неконкурентных методов экономической борьбы (применение санкций, давление на потребителей, рост протекционизма, особенно на газовом рынке).</p> <p>4. Ухудшение качественных характеристик минерально-сырьевой базы: рост затрат, износ основных средств.</p>	<p>1. Проблемы загрязнения в местах добычи нефти: оползни; отравление побережий; загрязнение акваторий; тектонические сдвиги; отравление почвы и воды разлитым сырьем.</p> <p>2. Проблемы загрязнения при транспортировке нефти: сбросы в водную среду промывочных, балластных и льяльных вод с судов; сбросы в портах; катастрофы судов.</p> <p>3. Проблемы, связанные с контролем и минимизацией негативных последствий его отсутствия, в первую очередь, связаны со следующими обстоятельствами:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неразработанной методологией осуществления процесса; - неразработанной и не принятой законодательной базой для осуществления такого контроля; - отсутствием нормирования негативных выбросов, и учета их осуществления; - практически не разрабатываемой и незакрепленной методологией; - отсутствием законодательных мер; <p>нежеланием нефтедобывающих и перерабатывающих компаний тратить получаемую прибыль на экологические меры;</p> <ul style="list-style-type: none"> - недостаточное финансирование в усовершенствование оборудования и обеспечение относительной безопасности.

На сегодняшний день у человечества не решены вопросы перехода на альтернативные виды топлива, но оно должно предпринять хотя бы меры для разработки методов экологически безопасного ведения работ, с точки зрения их инженерных и научных разработок. Необходима разработка прогрессивных и экологически чистых технологий извлечения ресурсов из недр, с использованием малоотходных технологий, позволяющих сохранять природные ресурсы и природу, в регионах, загрязняемых не только добычей, но и производством переработанных и транспортируемых нефтепродуктов. Таким образом, в настоящий момент именно использование устаревших технологий, созданных в то время, когда никого не интересовала ни экология разрабатываемого месторождения, ни сохранность прилегающих к нему террито-

рий, а уж тем более транспортировка и переработка добываемых природных ископаемых.

Вывод:

Итак, выше были решены следующие задачи: рассмотрена сущность и особенности проведения эколого-экономического анализа деятельности предприятий; проведен эколого-экономический анализ развития нефтегазовой отрасли; описаны природоохранные мероприятия и эколого-экономические проблемы. В результате, можно сделать вывод, что оценка экологической устойчивости отраслей и предприятий осуществляется с помощью эколого-экономического анализа, важнейшими инструментами которого являются: экологическая экспертиза; экологический аудит; экологический мониторинг и диагностика; экологический ситуативный анализ; экологический маркетинг. Нефтяная отрасль России показывает ежегодный рост объемов производства и реализации, однако в некоторые периоды анализируемого периода все же был замечен спад.

Реализация эколого-экономического анализа необходима на всех без исключения этапах деятельности предприятия нефтегазовой отрасли, начиная от идеи его создания и заканчивая прекращением его функционирования.

Важными проблемами нефтедобывающей промышленности относятся: загрязнение в местах добычи нефти, отравление почвы и воды разлитым сырьем, загрязнение акваторий, отравление побережий, тектонические сдвиги, оползни и др.

Основной проблемой нефтяной отрасли является отсутствие полноценного и качественного государственного контроля, и контроля мировой общественности за качеством, и ответственностью производящейся нефтедобычи и нефтепереработки. К субпроблемам, связанным с контролем и минимизацией негативных последствий его отсутствия, относятся: неразработанная методология осуществления процесса контроля; отсутствие законодательных мер; отсутствие нормирования негативных выбросов, и учета их осуществления; нежелание нефтедобывающих и перерабатывающих компа-

ний тратить часть прибыли на экологию; недостаточное финансирование в усовершенствование оборудования и т.д. Для того, чтобы на примере нефтяной компании рассмотреть эколого-экономический анализ, выявить слабые места и предложить собственные пути решения проблемы, необходимо перейти к следующим разделам исследования.

2 Комплексный характер эколого-экономического анализа хозяйственной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ»

2.1 Краткая характеристика нефтяной компания ПАО «ЛУКОЙЛ»

Нефтяная компания ПАО «ЛУКОЙЛ» - одна из крупнейших мировых вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний, на долю которой приходится более 2% мировой добычи нефти и около 1% разведанных запасов углеводородов. По состоянию на 1 января 2019 года доказанные запасы углеводородов ПАО «ЛУКОЙЛ», согласно стандартам Комиссии по ценным бумагам и биржам США, достигли 15,9 млрд. баррелей. н.э. (нефть – 12,1 млрд. баррелей, газ – 23,1 трлн. куб. футов), запасы в основном традиционные.

Группа «ЛУКОЙЛ» занимается разведкой и добычей нефти и газа в России и за рубежом. В России основными регионами нефтедобычи являются Западная Сибирь, Тимано-Печора, Урал и Поволжье. Сегмент разведки и аутсорсинга включает в себя доли участия в СРП и других проектах в Узбекистане, Азербайджане, Казахстане, Норвегии, Ираке, Румынии, Египте, Гане, Нигерии, Камеруне и Мексике. Среднесуточная добыча углеводородов в 2018 году составила 2,3 млн. баррелей н.э., причем жидкие углеводороды составляют около 77% объема производства.

Группа имеет диверсифицированный географический портфель сбытовых и перерабатывающих активов, главным образом в России и Европе. Деятельность по переработке включает в себя переработку нефти и нефтехимическое производство, а сбытовая политика основана на транспортировке продукции и транспортных услугах по перемещению углеводородов и нефтепродуктов, маркетинг и продажу нефти и газа, оптовую и розничную торговлю нефтепродуктами и продуктами нефтепереработки, а также произ-

водство, передачу, продажу тепловой и электроэнергии и сопутствующие услуги.

Группа «ЛУКОЙЛ» управляет четырьмя НПЗ, размещенными в европейской части России, и тремя НПЗ за рубежом – в Румынии, Болгарии и Италии. Кроме того, Группе принадлежит 45% нефтеперерабатывающего завода «Зееланд» в Нидерландах. Группа также владеет двумя нефтехимическими заводами в России и нефтехимическими заводами на нефтеперерабатывающих заводах в Болгарии и Италии. В 2018 году объем внутренней переработки достиг 1,4 млн. баррелей. в сутки, а общий объем производства нефтехимической продукции - 1,2 млн. тонн. Компания продает и покупает нефть и нефтепродукты в России, Европе, Юго-Восточной Азии, Центральной и Северной Америке и других регионах. Группа владеет сетью автозаправочных станций в 18 странах мира. Большинство из этих автозаправочных станций расположены рядом с нефтеперерабатывающими заводами группы. Розничные продажи нефтепродуктов в 2018 году составили 15,1 млн. тонн. Группа занимается производством, передачей и продажей тепловой и электрической энергии.

Основными видами деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» и его дочерних предприятий являются разведка, добыча, переработка и реализация нефти и нефтепродуктов. Таким образом, предприятие имеет полный производственный цикл от добычи сырья до реализации продукции (рис.2.1).



Рисунок 2.1 - Основные этапы производственного цикла ПАО «ЛУКОЙЛ»

Операционная и финансовая деятельность Группы «ЛУКОЙЛ» координируется московским головным офисом и разделена на три бизнес-сегмента:

1) Сегмент «Разведка и добыча» – разведка и разработка месторождений нефти и газа и добыча нефти и газа в России, а также на территории Казахстана, Узбекистана, Азербайджана, Норвегии, Северной и Западной Африки, Ближнего Востока, Мексики и Румынии.

2) Сегмент «Переработка, торговля и сбыт» – переработка, транспортировка и продажа нефти, природного газа и продуктов переработки углеводородов, продуктов нефтехимии, а также производство, транспортировка и реализация тепло и электроэнергии, а также предоставление сопутствующих услуг.

3) Корпоративные и другие центры – операции центрального офиса.

Данные сегменты взаимозависимы, так как часть выручки одного сегмента включена в стоимость другого. В частности, нефтеперерабатывающие, торговые и сбытовые компании покупают нефть у компаний разведочного и добывающего сегментов. Рассмотрим динамику основных финансовых показателей ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2016-2018 года, по имеющимся данным, представленными в Приложении Г. На протяжении анализируемого периода в компании наблюдается ежегодный рост объемов продаж и в 2018г. показатель выручки составил 8035,9 млрд. руб., а это на 53,74% выше показателя начала анализируемого периода, рисунок 2.2.

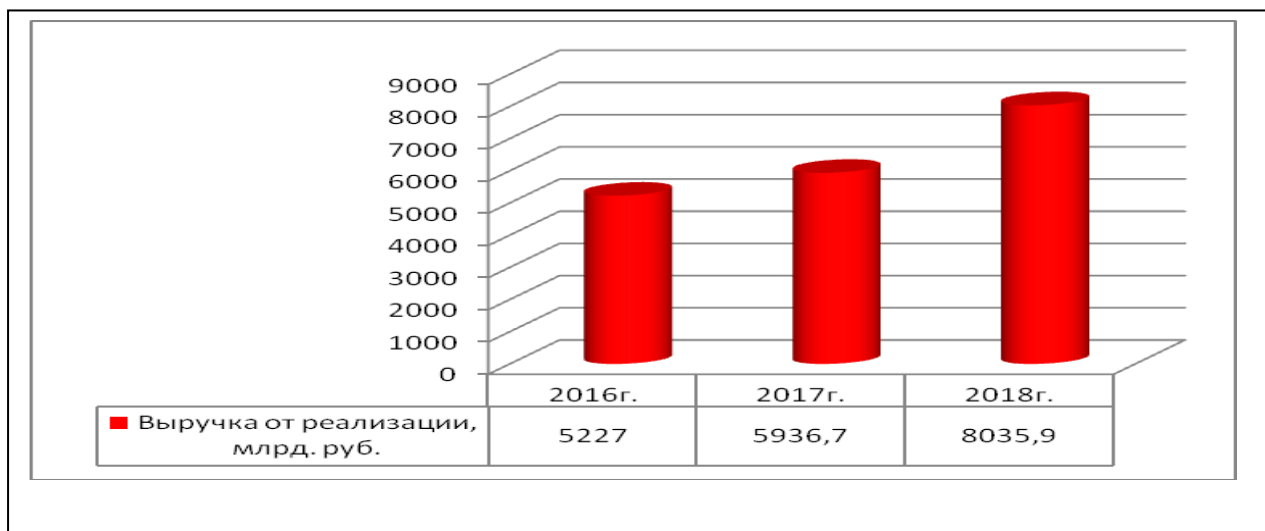


Рисунок 2.2 - Динамика показателей выручки от реализации предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2016-2018гг.

Показатель EBITDA составил 1114,8 млрд. руб., а это выше уровня прошлого года на 34,05% и на 52,56% превышает значение показателя 2016г. EBITDA без учета проекта Западная Курна-2 также ежегодно увеличивается и за анализируемый период рост составил 57,59%, в стоимостном выражении данный показатель сформировался на уровне 1089,4млрд. руб., рисунок 2.3.

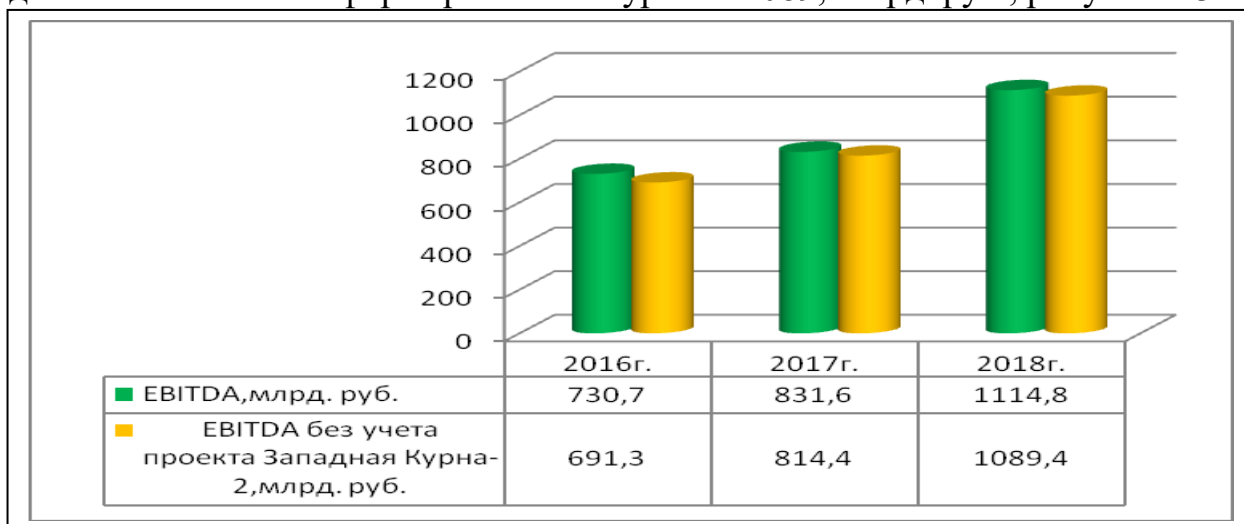


Рисунок 2.3 - Динамика показателя EBITDA предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2016-2018гг.

Наблюдается рост и по другим показателям, в частности, чистая прибыль, относящаяся к акционерам выросла практически в два раза и составила в 2018г. 619,2 млрд. руб., к ровню прошлого года показатель увеличился на

47,85%, рисунок 2.4. Капитальные затраты напротив имеют тенденцию к снижению и на протяжении 2016-2018гг. показывают отрицательные темпы роста. В частности, в 2018г. показатель капитальных затрат составил 451,5 млрд. руб., а это ниже уровня прошло года на 11,73%, и на 9,17% ниже начала анализируемого периода, рисунок 2.4.

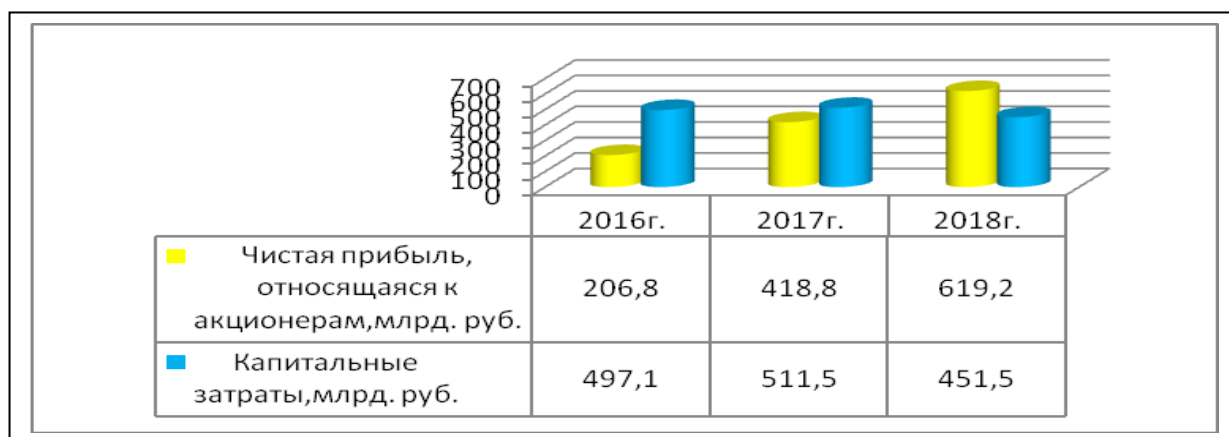


Рисунок 2.4 - Динамика показателя чистой прибыли, относящейся к акционерам и капитальных затрат предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2016-2018гг.

Свободный денежный поток показал рост почти в два раза и составил 555,1млрд. руб., скорректированный свободный денежный поток увеличился на 187,90% и составил 566,6млрд. руб., рисунок 2.5.

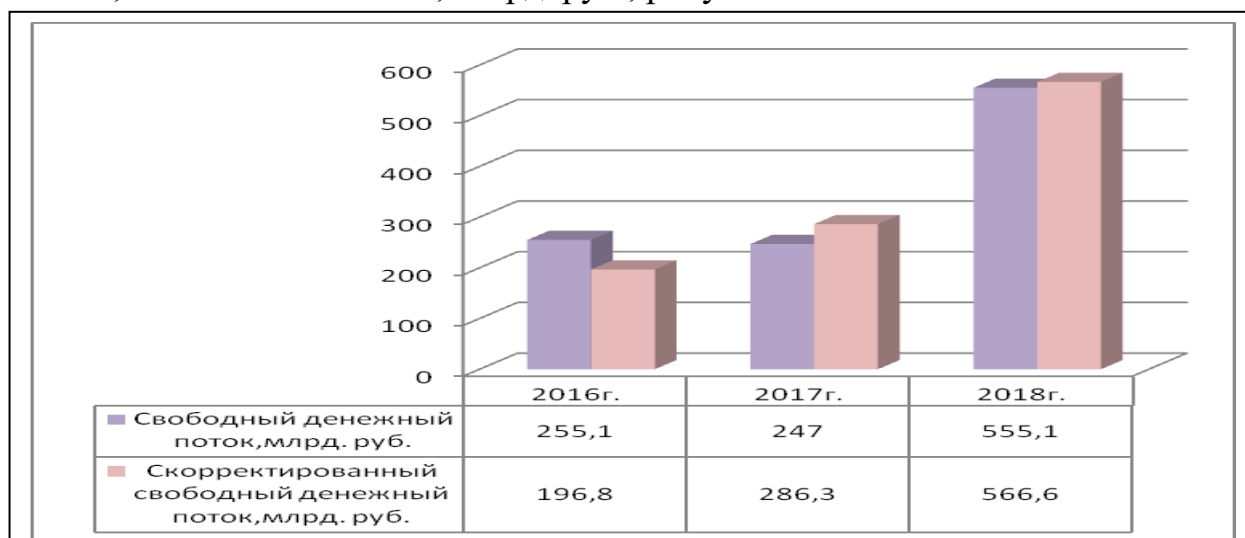


Рисунок 2.5 - Динамика показателя свободного денежного потока предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2016-2018гг.

Итак, в целом динамика финансовых показателей компании ПАО «Лукойл» является положительной, растут как показатели объемов продаж, так и прибыли предприятия. Это достигнуто за счет роста основных операционных показателей (Приложение 4). В частности, добыча углеводородов в 2018г. составила 2347 тыс. барр. н. э./сут, а это на 3,12% выше показателя начала анализируемого периода. В том числе без Западной Курны-2 добыча углеводородов составила 2319 тыс. барр. н. э./сут, рисунок 2.6.

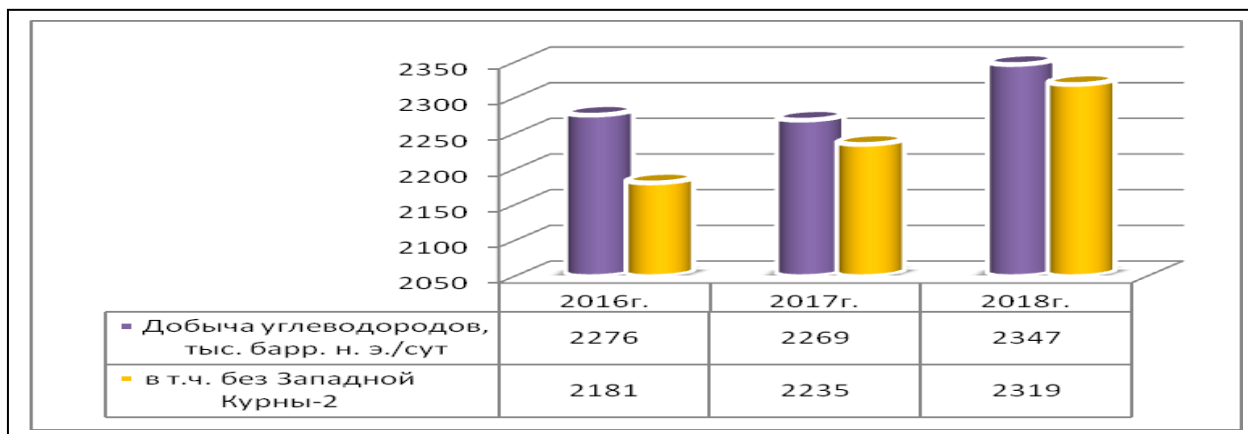


Рисунок 2.6 - Динамика показателей добычи углеводородов предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2016-2018гг.

Добыча жидких углеводородов увеличилась за три года на 0,44% и составила 1806 тыс. барр./сут. В том числе без Западной Курны-2 добыча сформировалась на уровне 1778 тыс. барр./сут., рисунок 2.7.

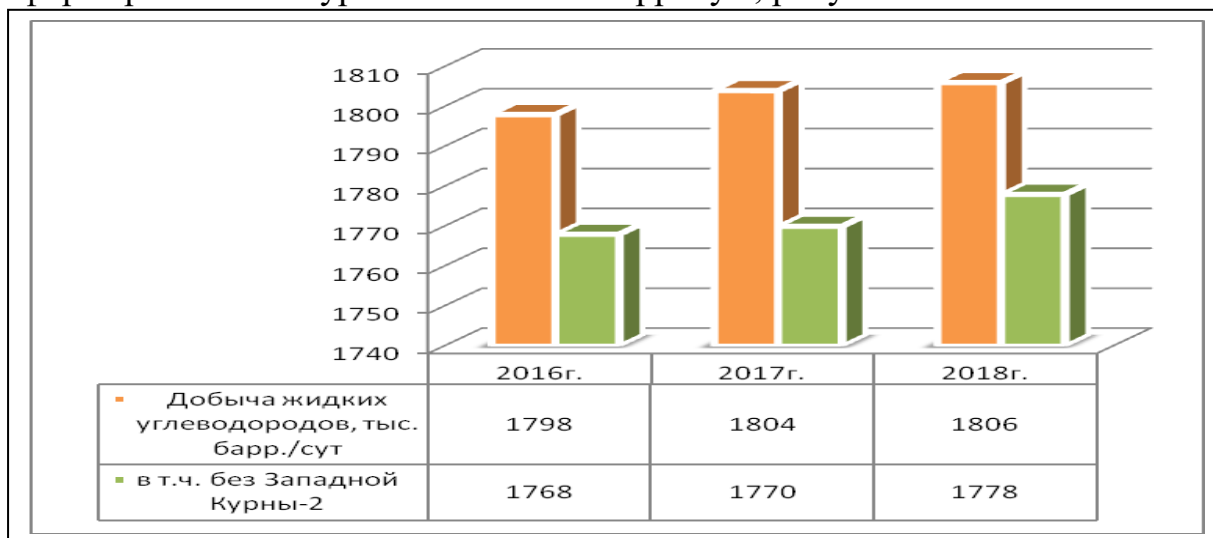


Рисунок 2.7 - Динамика показателей добычи жидких углеводородов предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ» за 2016-2018гг.

Объемы добытого газа на протяжении 2016-2018гг. также растут и на конец анализируемого периода добыча газа составила 33,5 млрд. куб. м, по отношению к уровню прошлого года рост составил 15,91%, на 34,54% увеличилась добыча по отношению к показателю начала анализируемого периода.

Не существенно увеличился показатель производства нефтепродуктов

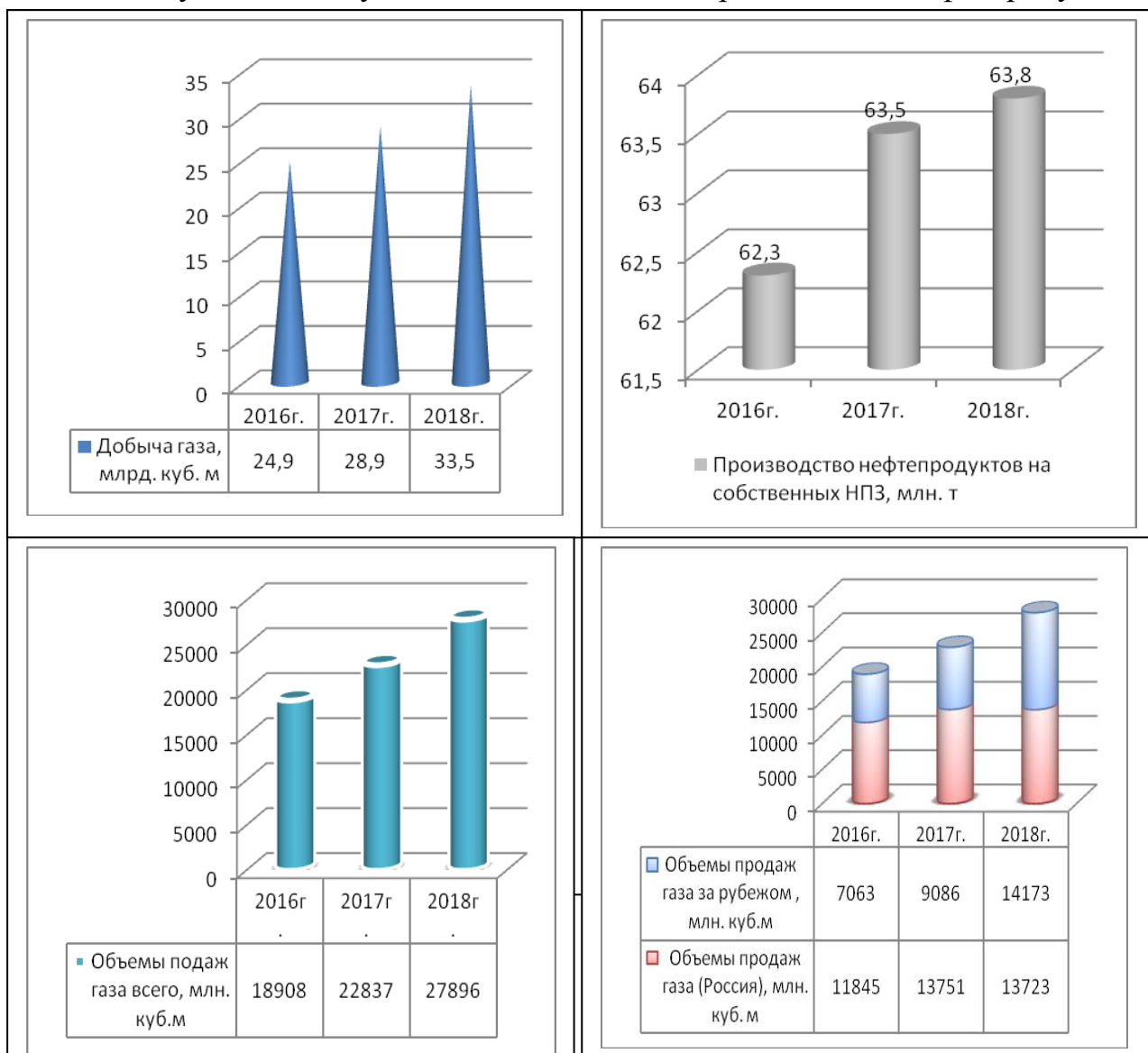


Рисунок 2.8 - Динамика объемов продаж газа группой «Лукойл» с 2016-2018гг.

Наибольшие поставки газа до 2018г. приходились на Россию, с 2018г. наблюдается изменение структуре поставок, за рубеж было поставлено 14176 млн. куб.м, а это составляет 50,82% от общего объема поставок, рисунок 2.9.

В России наибольший объем поставок газа приходится на группу «Газпром» и составляет 42,75% от общего объема поставок, в натуральном выражении в 2018г. группе «Газпром» было поставлено 11925 млн. куб.м газа, по отношению к началу анализируемого периода рост составил 35,60%. На прочих потребителей приходится небольшой объем поставок газа, в 2018г. объемы поставок составили 1798 млн. куб.м, а это ниже уровня прошлого года на 31,1%, по сравнению с данными на начала анализируемого периода снижение составило 41,07%, рисунок 2.9.

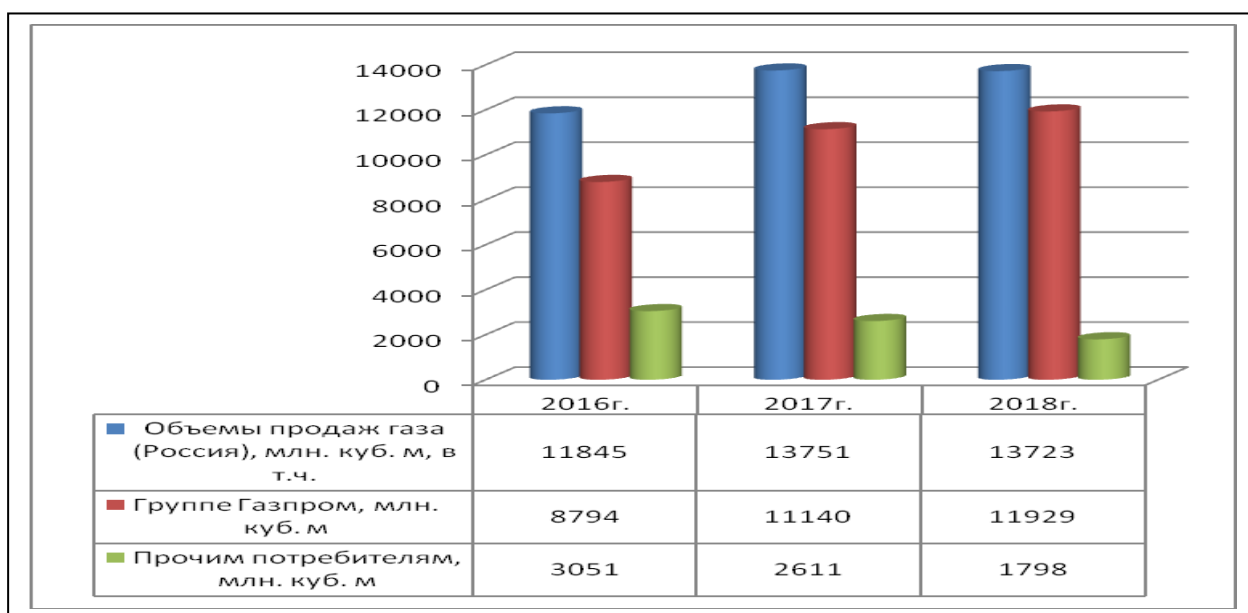


Рисунок 2.9 - Динамика структуры продаж газа группой «Лукойл» с 2016-2018гг.

Объемы поставок и реализации нефти компанией ПАО «Лукойл» имеют смешанную динамику. В частности, реализация в России показывает снижение на 10,2% к уровню прошлого года, и на 70,42% ниже уровня начала анализируемого периода; в 2018г. объемы поставок в Россию составили 2,1 млн. т. Поставки на собственные российские НПЗ увеличились на 0,2% к уровню 2017г. и составили в 2018г. 43,2 млн. т., рисунок 2.10.

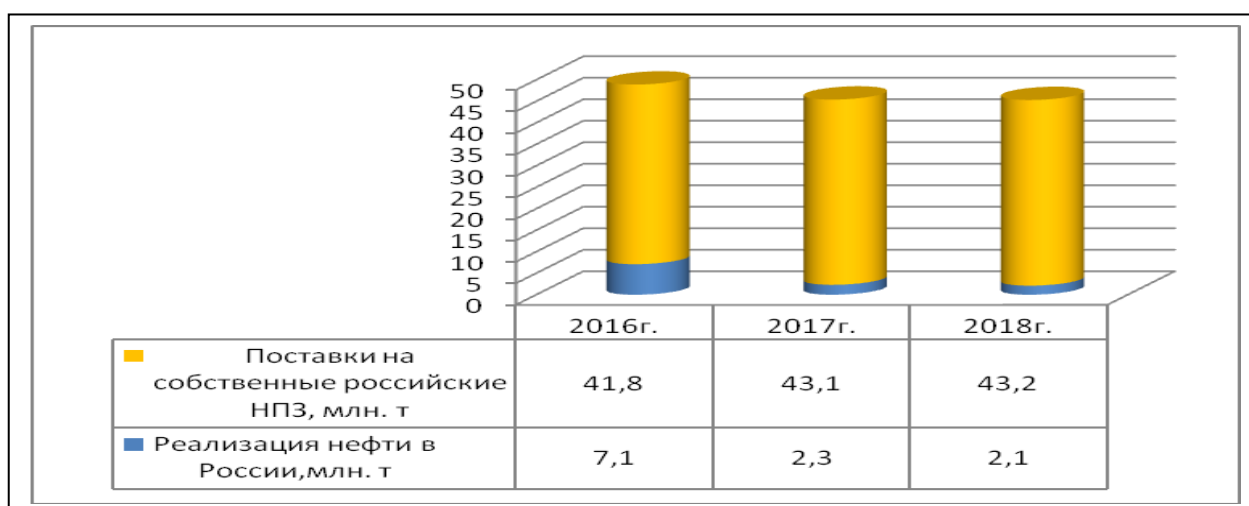


Рисунок 2.10 - Динамика показателей объемов поставок и реализации нефти группой «Лукойл» в России с 2016-2018гг.

Экспорт из России в 2018г. составил 36,7 млн. т., а это на 8,25% выше показателя 2016г. Реализация за рубежом увеличилась на 18,35% и составила в 2018г. 84,2 млн. т нефти. Поставка на собственные европейские НПЗ имеет тенденцию к снижению и в 2018г. этот показатель сформировался на уровне 21,3 млн. т., а это ниже уровня 2017г. на 3,2%, к уровню 2016г. рост составил 4,41%, рисунок 2.11.

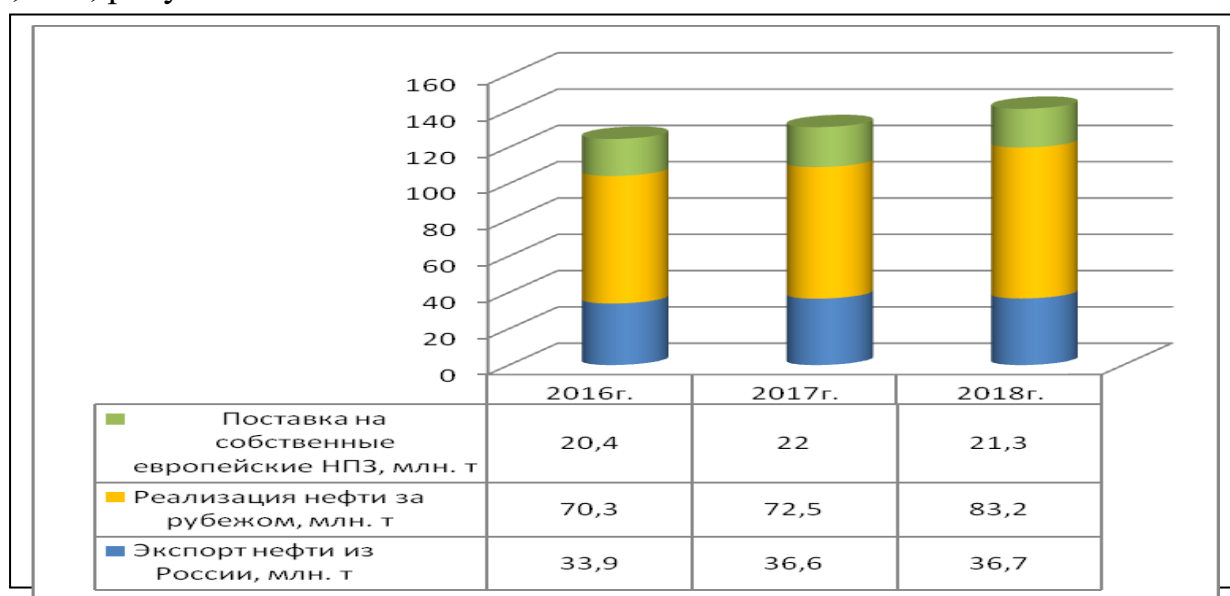


Рисунок 2.11 - Динамика показателей объемов поставок и реализации нефти группой «Лукойл» за рубежом с 2016-2018гг.

Итак, объемы поставок газа нефти группой «Лукойл» ежегодно увеличиваются, хотя реализация нефти в России показала снижение. К эффективности деятельности предприятия также следует отнести показатели использования задействованного капитала (ROACE). За 2016-2018гг. показатель рентабельности задействованного капитала предприятия «Лукойл» увеличился в 2018г. на 4,0% к урону прошлого года и составил 14,9%, по сравнению с 2016г. рост показателя составил 8,9%, рисунок 2.12.

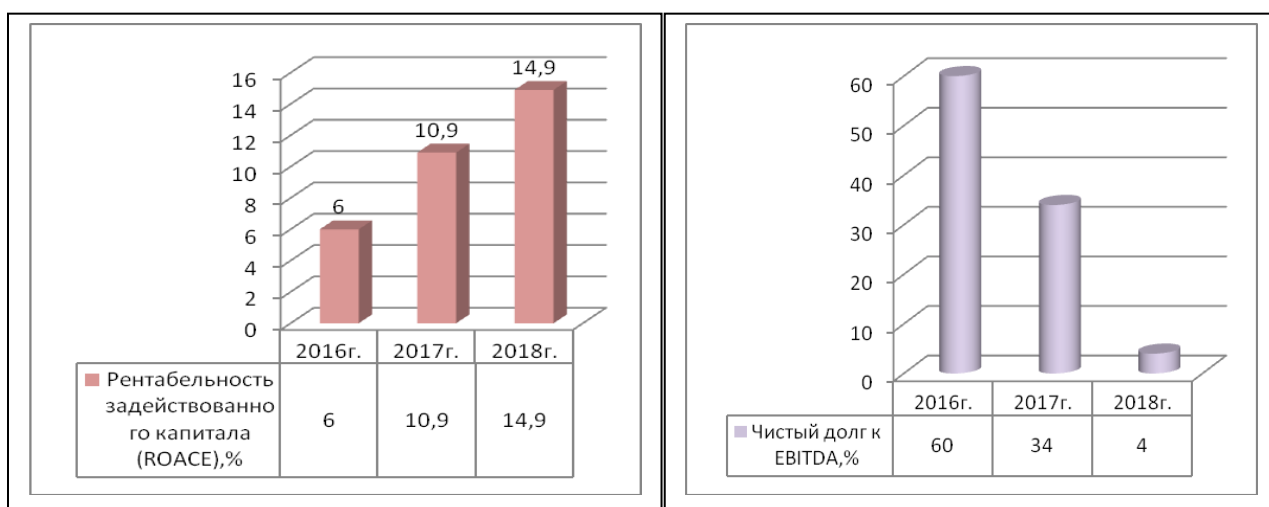


Рисунок 2.12 - Динамика показателя использования задействованного капитала (ROACE) и чистого долга к EBITDA ПАО «Лукойл» с 2016-2018гг.

Показатель финансовой устойчивости (чистый долг к EBITDA) снизился на 30% к уровню прошлого года и составил 4,0%, по отношению к показателю 2016г. наблюдается существенное снижение, которое составило 54%, рисунок 2.13. Ежегодный рост наблюдается и по дивидендной политике компании, в частности в 2018г. дивиденды увеличились на 16% и составили 250 руб. на акцию, по сравнению с 2016г. рост показателя составил 28,21%, рисунок 2.13.

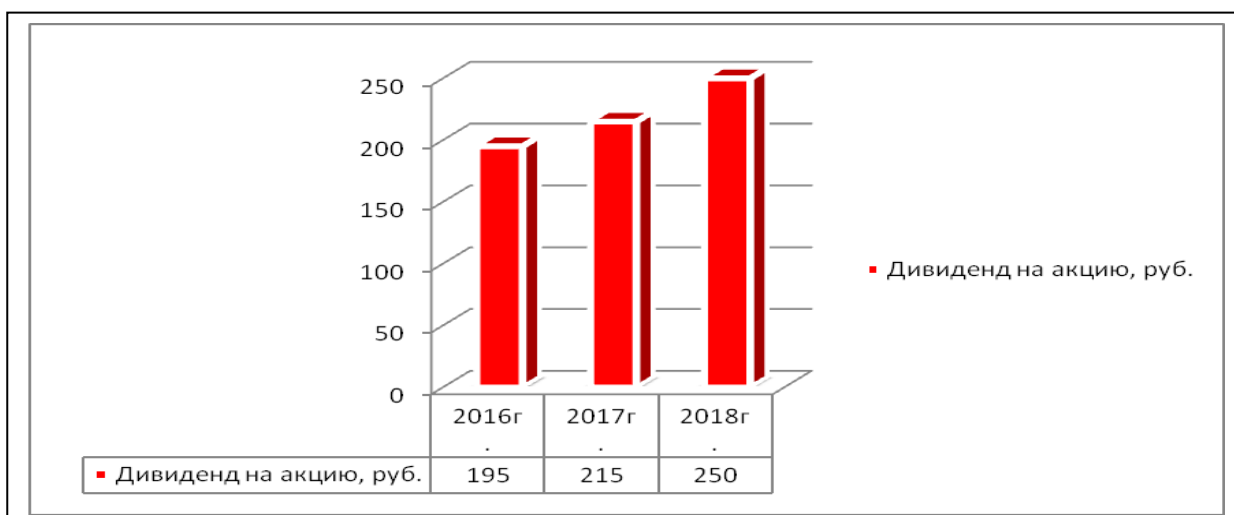


Рисунок 2.13 - Динамика суммы выплаты дивидендов предприятия ПАО «Лукойл» с 2016-2018гг.

В результате деятельности компании, увеличения операционных показателей, снижения затрат, чистая прибыль предприятия ПАО «Лукойл» показала существенный рост к 2018г. на 47,73% по отношению к показателю предыдущего года и составила 619 млрд. руб. Еще больший рост достигнут по сравнению с данными на 2016г., прирост чистой прибыли составил 199,03%, рисунок 2.14.

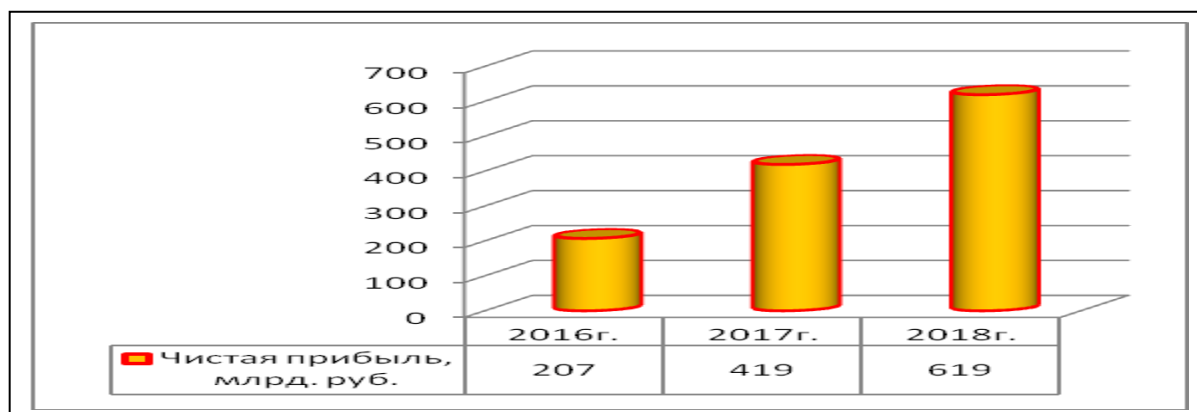


Рисунок 2.14 - Динамика показателя чистой прибыли и рентабельности чистой прибыли предприятия ПАО «Лукойл» с 2016-2018гг.

Эффективность деятельности компании характеризуется и показателем рентабельности по чистой прибыли, которая в разы превышает значение показателя на чала анализируемого периода и по данным на 2018г. показателя

тель сформировался на уровне 7,71%, рисунок 2.15. Нельзя не отметить тот факт, что в целом компания ПАО «Лукойл» является финансово независимой, так как наибольший удельный вес в структуре капитала приходится на собственные источники финансирования и по данным на 2018г. доля собственных средств составила 70,90%, небольшой удельный вес приходится на заемные средства и в 2018г. они занимали долю 29,09%, рисунок 2.15.

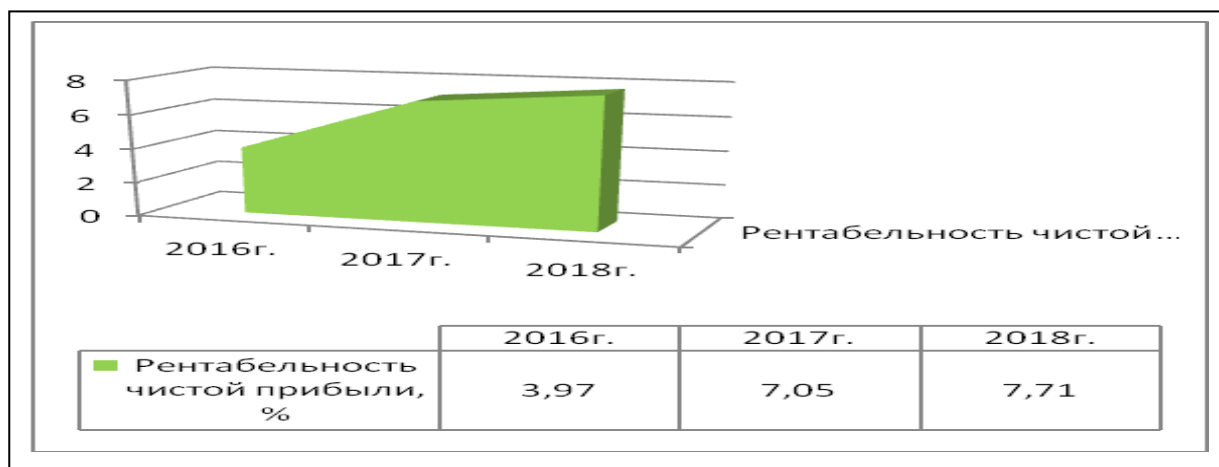


Рисунок 2.15 - Динамика структуры собственных и заемных средств предприятия ПАО «Лукойл» с 2016-2018гг.

В стоимостном выражении собственные средства компании за анализируемый период увеличились на 0,84трл. руб. и составили в 2018г. 4,07 трлн. руб. Заемные средства напротив показали снижение и составили 1,67 трлн. руб. Таким образом, компания ПАО «Лукойл» является достаточно крупной организацией, работающей на рынке производства и реализации нефти и газа. Динамика финансовых показателей компании ПАО «Лукойл» является положительной, растут как показатели объемов продаж, так и прибыли предприятия. Это достигнуто за счет роста основных операционных показателей, которые также имеют тенденцию к росту. Газ и нефть реализуются как в России, так и за рубежом, при этом, наибольшие поставки газа и нефти приходятся за рубеж, меньшая доля поставок приходится на российских потребителей. Эффективность компании характеризуется также показатели финансовой устойчивости и рентабельности задействованного капи-

тала, которые в течении анализируемого периода показывают улучшение, произошли положительные изменения и в дивидендной политике компании ПАО «Лукойл». Все это свидетельствует о том, что компания развивается, руководство предприятия ежегодно совершенствует плановые показатели и программы развития компании, однако, для того, чтобы дать оценку экологических показателей воздействия на окружающую среду, необходимо перейти к следующему параграфу исследования.

2.2 Анализ экологических показателей окружающей среды и воздействия хозяйственной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» на окружающую природную среду

С целью анализа экологических показателей окружающей среды и воздействия хозяйственной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» на окружающую природную среду проведено исследование динамики ряда экологических и экономических показателей, основные показатели можно представить в виде схемы рисунок 2.16.

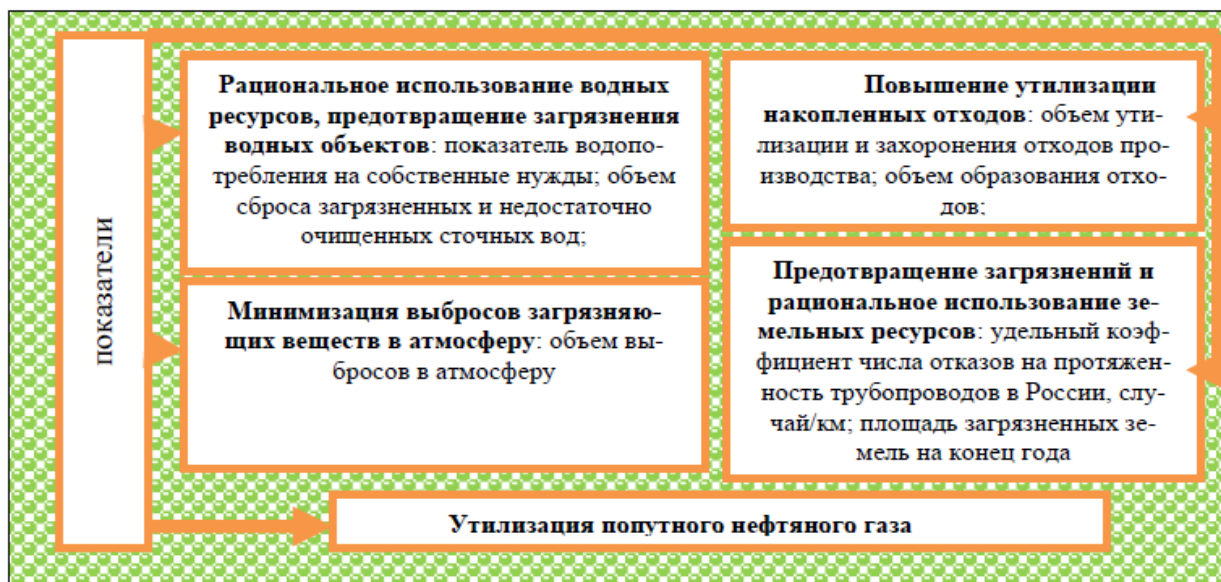


Рисунок 2.16 - Экологические и экономические показатели для оценки влияния предприятия ПАО «Лукойл» на окружающую среду

Рассмотрим основные экологические показатели в деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» по различным мероприятиям.

1. Рациональное использование водных ресурсов, предотвращение загрязнения водных объектов ПАО «ЛУКОЙЛ». По имеющимся данным за 2014-2018гг. на предприятии наблюдается снижение показателя водопотребления на собственные нужды и в 2018г. показатель составил 355 млн. куб. м, а это на 5,58% ниже показателя предыдущего года и на 11,91% ниже уровня 2014г., рисунок 2.17.

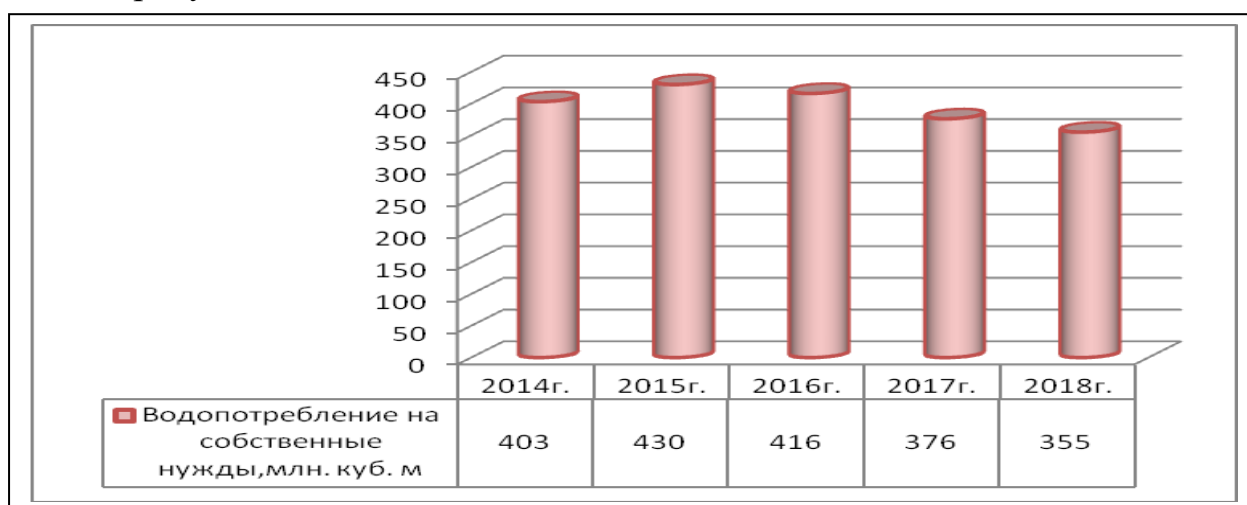


Рисунок 2.17 - Динамика показателя водопотребления на собственные нужды ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2014-2018гг.

Факторами, повлиявшие на изменение показателя водопотребления на собственные нужды ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2017г. являются: энергетика, переработка и добыча. В 2018г. этими факторами являлось снижение потребления в энергетике на 26 млн. куб. м, по переработке и добычи произошло увеличение потребления на 3 млн. куб. м и 2 млн. куб. м соответственно, рисунок 2.18.

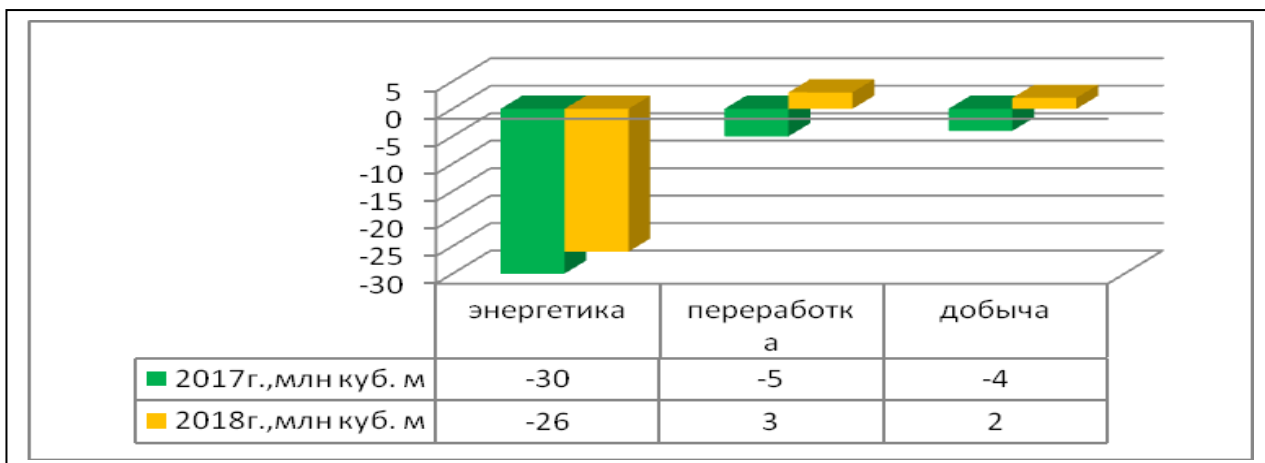


Рисунок 2.18 - Факторы, повлиявшие на изменение показателя водопотребления на собственные нужды ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2017-2018гг.

Снижение произошло и по показателю сброса загрязненных и недостаточно очищенных сточных вод и в 2018г. показатель составил 0,9 млн. куб. м, а это ниже уровня предыдущего года на 0,2 млн. куб. м, по отношению к показателю начала анализируемого периода наблюдается существенное снижение, которое составило 0,8 млн. куб. м, рисунок 2.19.

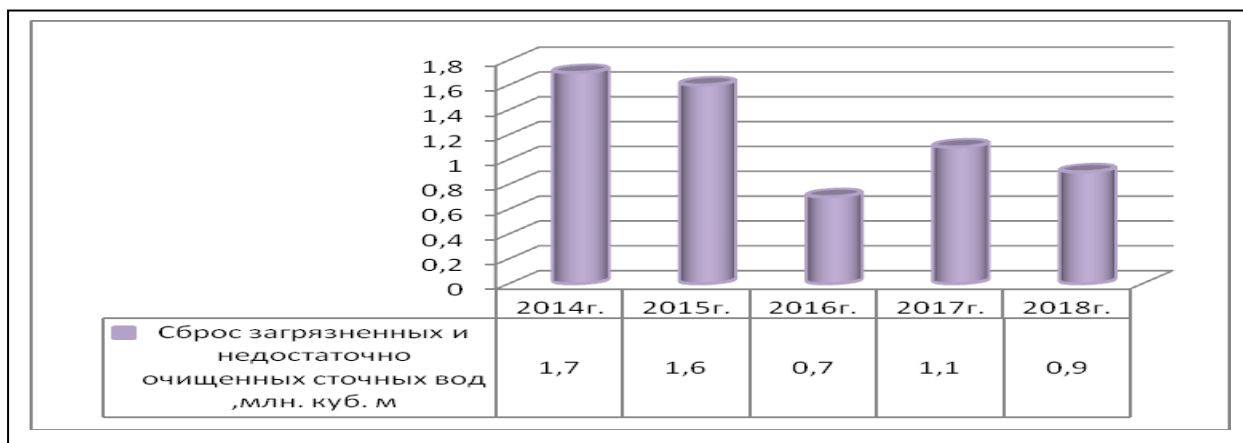


Рисунок 2.19 - Динамика показателя сброса загрязненных и недостаточно очищенных сточных вод ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2014-2018гг.

Факторами, повлиявшие на изменение показателя сброса загрязненных и недостаточно очищенных сточных вод являются: энергетика по данным в 2017г., за 2018г. произошло снижение показателя за счет деятельности в сфере добычи и транспортировки, рисунок 2.20.

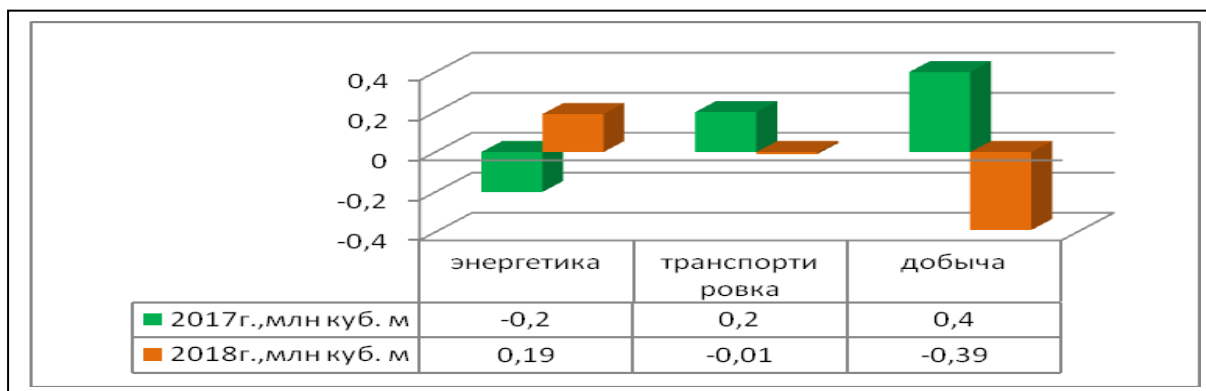


Рисунок 2.20 - Факторы, повлиявшие на изменение показателя сброса загрязненных и недостаточно очищенных сточных вод ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2017-2018гг.

2. Минимизация выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ПАО «ЛУКОЙЛ». Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу по российским организациям Группы также имеют тенденцию к снижению и в 2018г. показатель составил 433 тыс. т., а это ниже уровня прошлого года на 13,91% и ниже показателя начала анализируемого периода на 33,99%, рисунок 2.21.

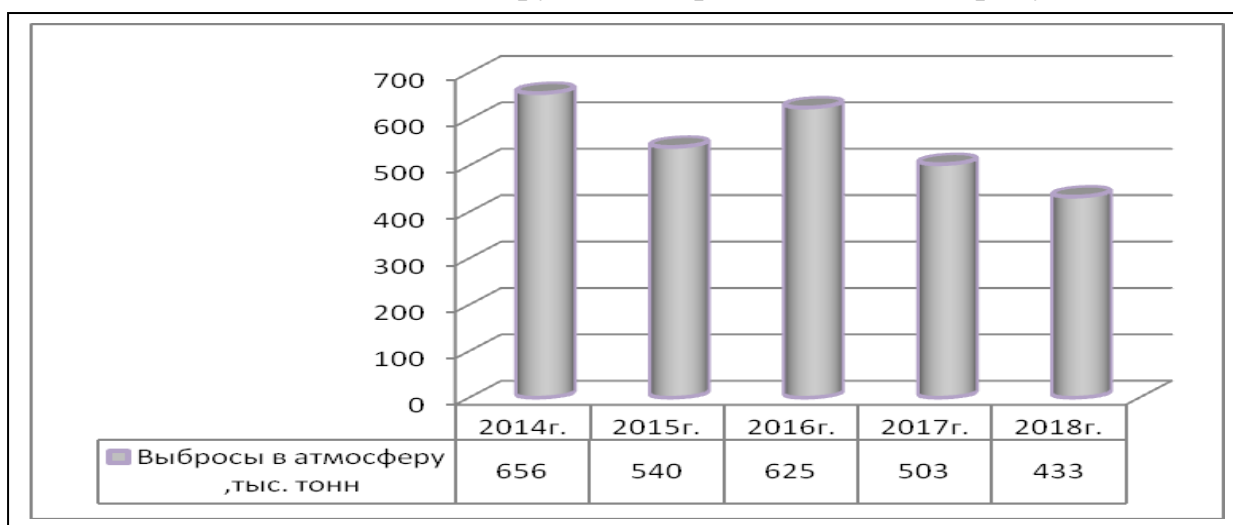


Рисунок 2.21 - Динамика показателя выбросов в атмосферу ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2014-2018гг.

В 2017г. снижение выбросов в атмосферу произошло за счет деятельности в добыче на 121 млн. т., и на 4 млн. т произошло снижение за счет деятельности в энергетике. В 2018г. снижение также произошло за счет деятельности в добыче, минус 69 тыс. т, переработка и энергетика дали не внуши-

тельный результат по изменению показателя выбросов в атмосферу ПАО «ЛУКОЙЛ», рисунок 2.22.

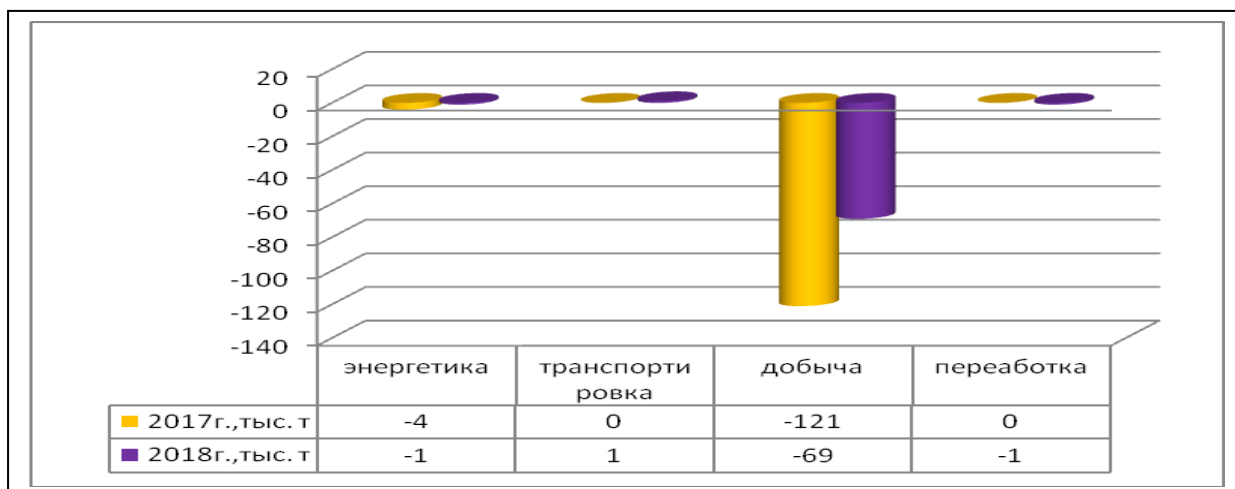


Рисунок 2.22 - Факторы, повлиявшие на изменение показателя выбросов в атмосферу по российским организациям ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2017-2018гг.

3.Повышение утилизации накопленных отходов ПАО «ЛУКОЙЛ». По утилизации и захоронению отходов производства в компании наблюдается рост показателя и в 2018г. он составил 1582 тыс. т., а это на 11,3% выше показателя предыдущего года и на 10,09% превышает значение показателя начала анализируемого периода, рисунок 2.23.

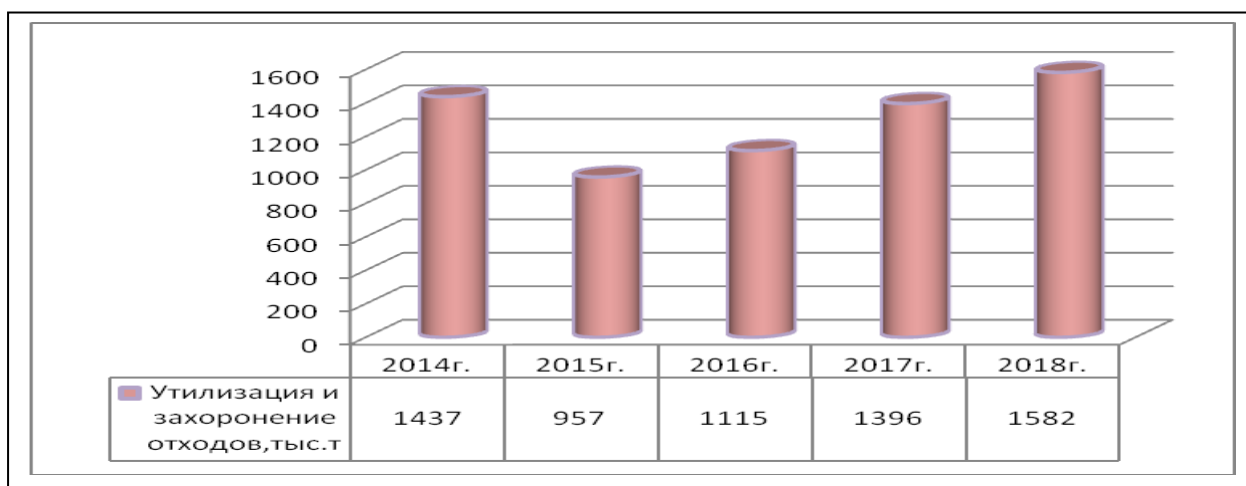


Рисунок 2.23 - Динамика показателя утилизации и захоронения отходов производства ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2014-2018гг.

Однако, в связи с ростом объемов буровых работ наблюдается рост уровня образования отходов, в 2018г. показатель составил 1529 тыс. т, а это на 6,6% выше показателя предыдущего года и на 6,40% превышает значение показателя начала анализируемого периода, рисунок 2.24.

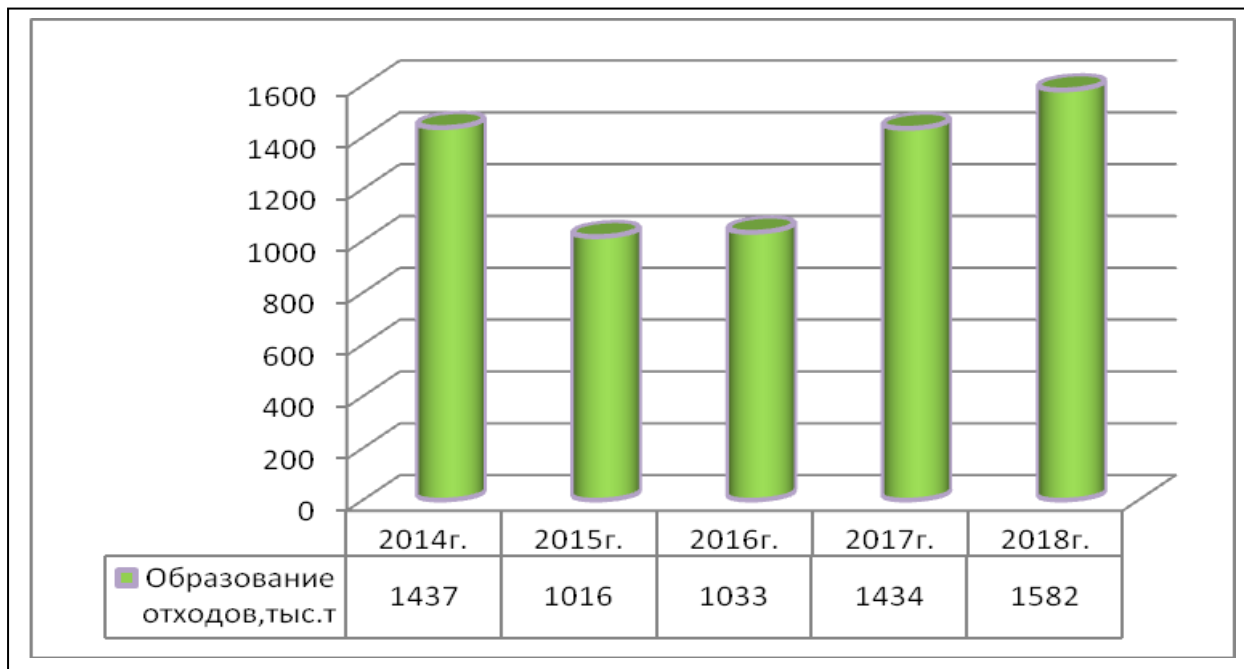


Рисунок 2.24 - Динамика показателя образования отходов ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2014-2018гг.

На протяжении анализируемого периода наблюдается динамика показателя отношения утилизированных в течение года отходов к вновь образовавшимся на уровне 1,0, исключение составляют лишь 2015-2016гг. Таким образом, компания поддерживает утилизацию отходов на уровне их образования, рисунок 2.25.

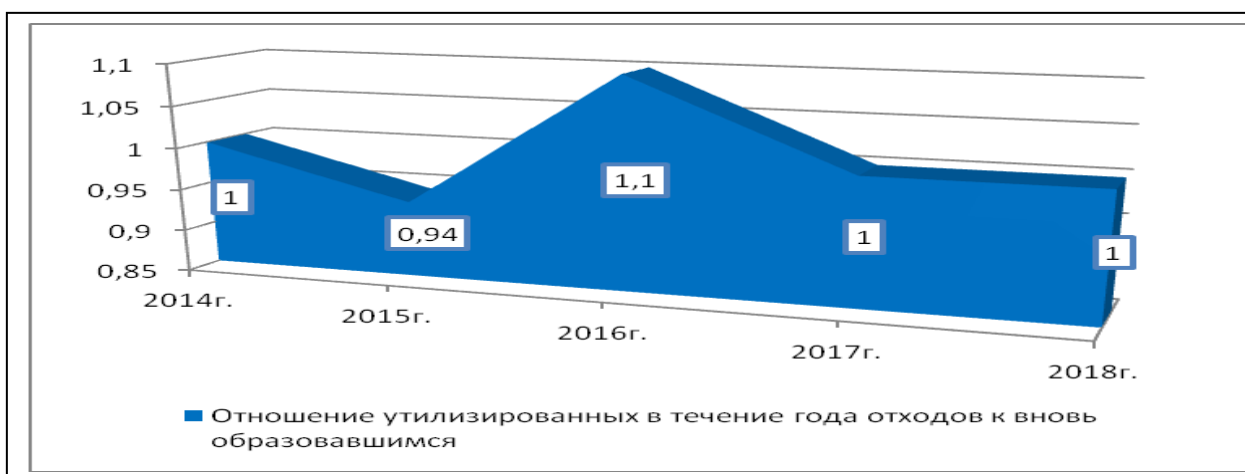


Рисунок 2.25 - Динамика показателя отношения утилизированных в течение года отходов к вновь образовавшимся в ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2014-2018гг.

4. Предотвращение загрязнений и рациональное использование земельных ресурсов ПАО «ЛУКОЙЛ». Динамика площади загрязненных земель российскими организациями группы ПАО «Лукойл» имеет тенденцию к снижению и по данным на 2018г. показатель составил 59 га, а это на 2% ниже уровня предыдущего года и на 72,55% ниже показателя начала анализируемого периода, рисунок 2.26.

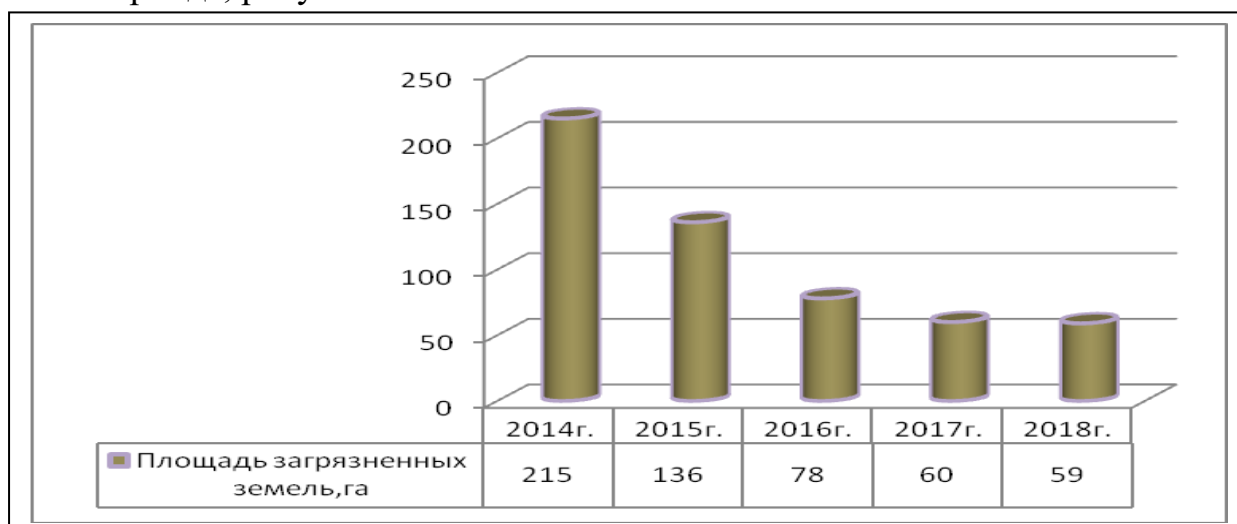


Рисунок 2.26 - Динамика площади загрязненных земель ПАО «ЛУКОЙЛ» с 2014-2018гг.

Удельный коэффициент числа отказов на протяженность трубопроводов в России также снижается и в 2018г. показатель составил 0,09 случай/км,

а это ниже показателя 2017г. на 0,03 случай/км, а по сравнению с данными на 2014г. снижение составило 0,06 случай/км, рисунок 2.27.

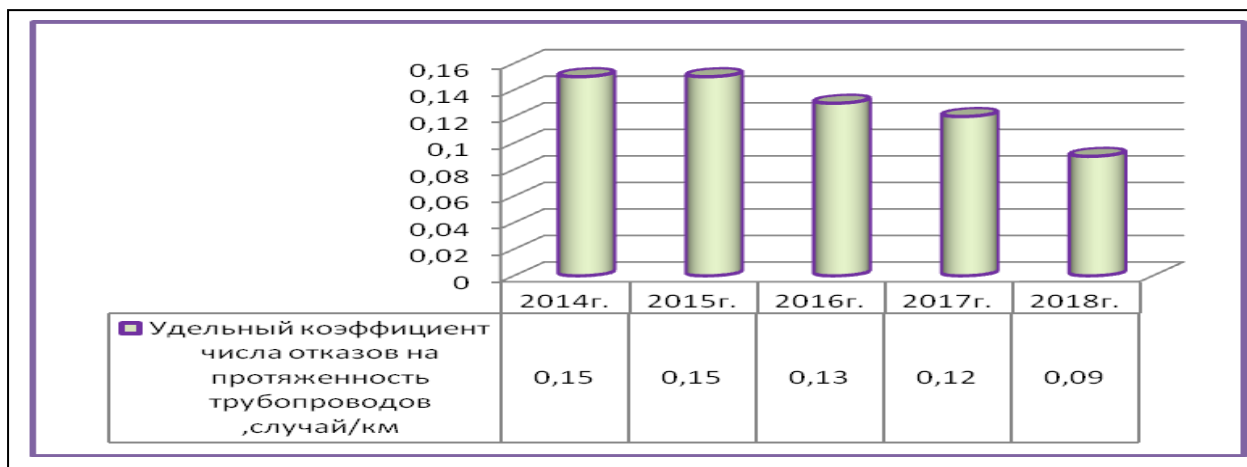


Рисунок 2.27 - Динамика удельного коэффициента числа отказов на протяженность трубопроводов в России, компанией ПАО «Лукойл» с 2014-2018гг.

В целом деятельность по предотвращению загрязнений и рациональному использованию земельных ресурсов ПАО «ЛУКОЙЛ» можно оценить как положительную.

5. Утилизация попутного нефтяного газа ПАО «ЛУКОЙЛ». Динамика выбросов парниковых газов имеет тенденцию к снижению и в 2018г. показатель составил 29,99 млн. тонн(CO_2), а это на 4% ниже показателя 2017г. и на 4,12% ниже значения показателя 2016г., рисунок 2.28.

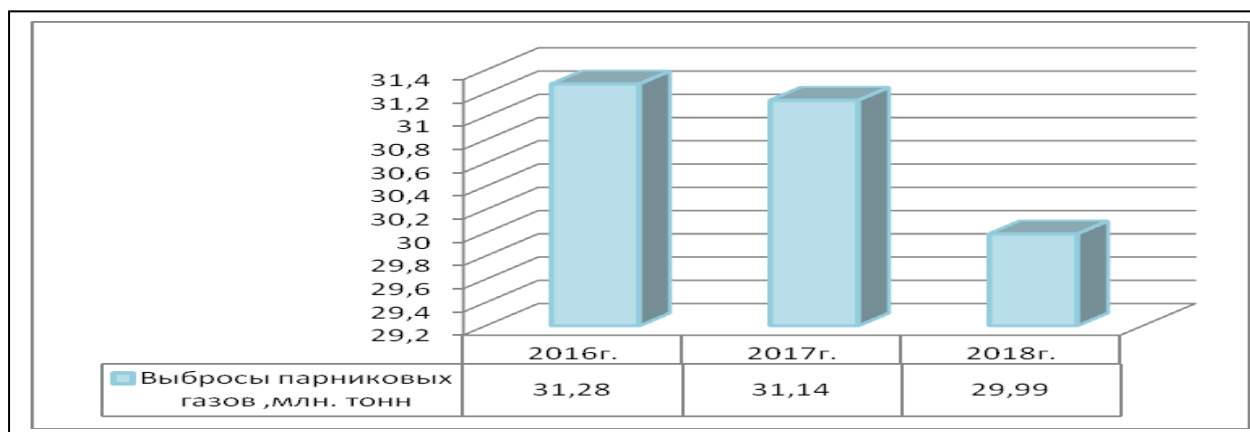


Рисунок 2.28 - Динамика выбросов парниковых газов (CO_2) ПАО «Лукойл» с 2016-2018гг.

По структуре выбросов наибольший удельный вес приходится на энергетику, добычу углеводородов, нефтепереработку. Доля выбросов по этим видам деятельности составляет в среднем 30%. Небольшой удельный вес приходится на транспортировку и сбыт, нефтепереработку, эксплуатацию оборудования и прочее, рисунок 2.29.

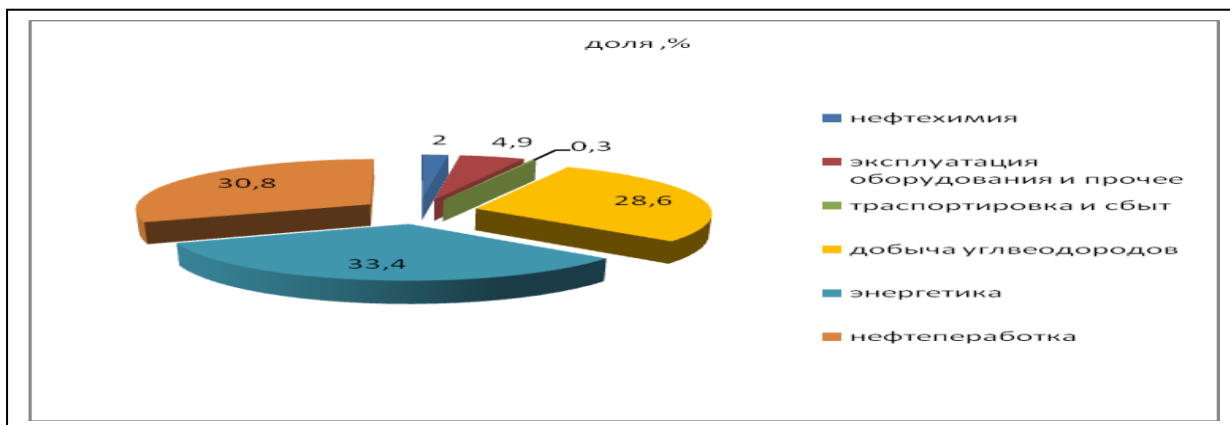


Рисунок 2.29 - Структура выбросов парниковых газов ПАО «Лукойл» за 2018 г.

Показатель утилизации ПНГ в 2018г. достиг максимального значения за анализируемый период и составил 97,4%, а это выше показателя предыдущего года на 2,0% и на 5,4% превышает значение показателя 2015г., рисунок 2.30.

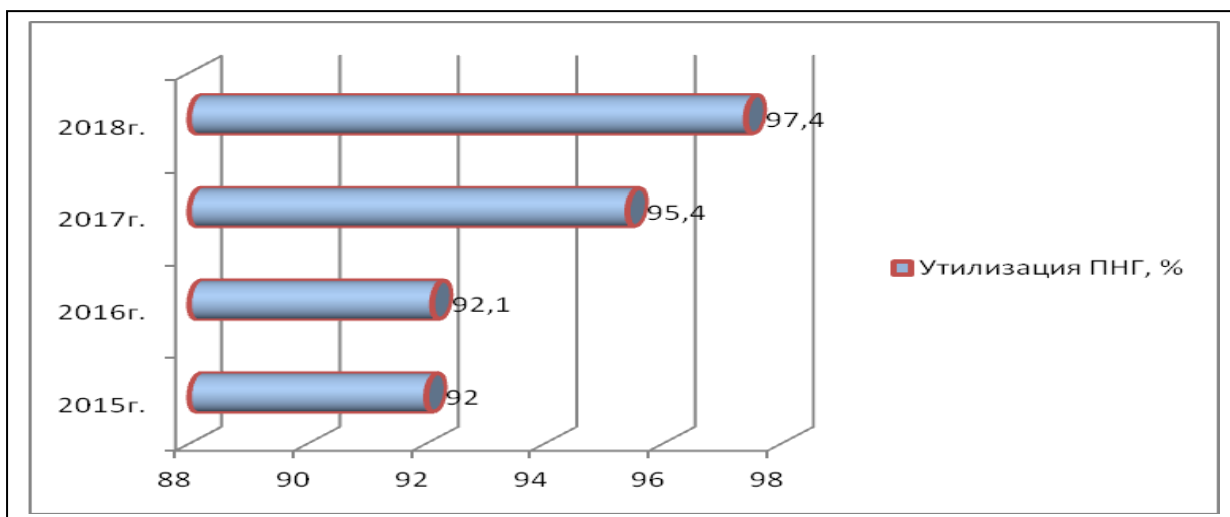


Рисунок 2.30 - Динамика утилизации ПНГ группой ПАО «Лукойл» с 2015-2018гг.

Рациональнее всего использовался ПНГ в Поволжье, Международных проектах и прочих регионах, в 2018г. показатель составил выше 98%. Худшим показателем использования ПНГ оказался регион Тимано-Печора, показатель составил 94,6%. Западная Сибирь, Предуралье имеют показатель ПНГ 97,9% и 97,5% соответственно, рисунок 2.31.

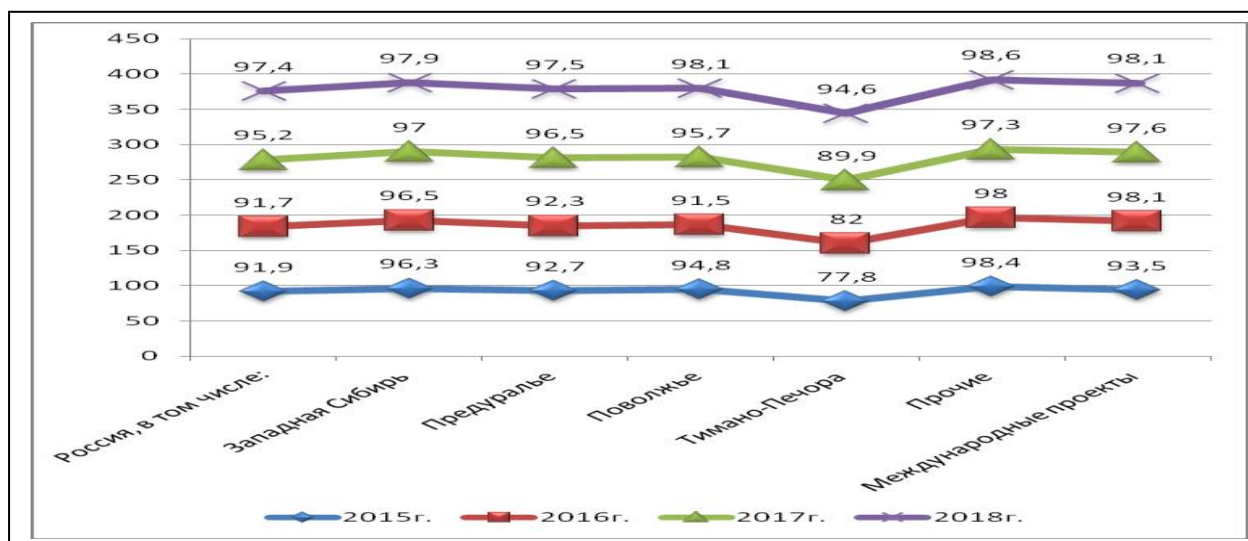


Рисунок 2.31 - Рациональное использование ПНГ в основных регионах деятельности с 2015-2018гг.

Распределение валовой добычи попутного нефтяного газа представлено на рисунке 2.33. Наибольший удельный вес приходится на поставку прочим организациям, а также переработку ГПЗ, доля в структуре составляет в среднем 30%. Небольшой удельный вес приходится на сжигание и на протяжении анализируемого периода показатель колеблется в пределах 3,0-5,0%, при этом к концу анализируемого периода наблюдается уменьшение показателя.

На расход на технологические нужды приходится 21,0%, обратная закачка в пласт - 15,0%, рисунок 2.32.

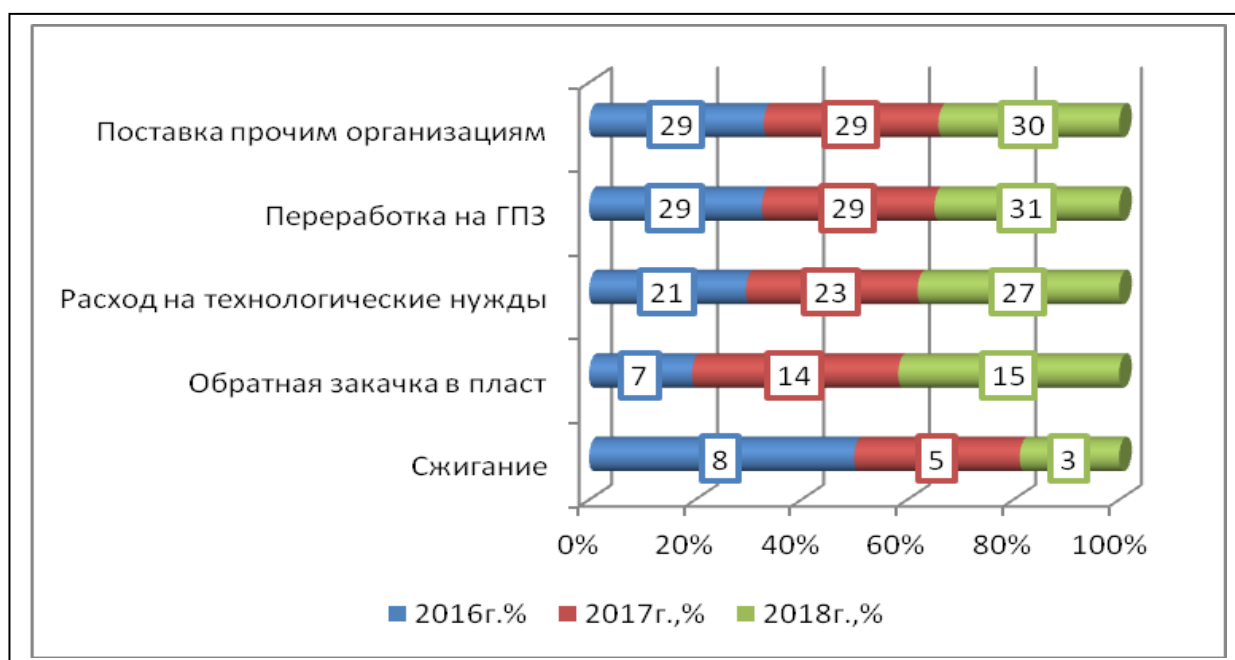


Рисунок 2.32 - Распределение валовой добычи попутного нефтяного газа с 2016-2018гг.

Итак, выше был представлен анализ эколого-экономических показателей предприятия ПАО «Лукойл» по основным направлениям: рациональное использование водных ресурсов, предотвращение загрязнения водных объектов; минимизация выбросов загрязняющих веществ в атмосферу; повышение утилизации накопленных отходов; предотвращение загрязнений и рациональное использование земельных ресурсов и утилизация попутного нефтяного газа. В целом, все показатели в динамике показывают улучшение, в частности, произошло улучшение использования водных и земельных ресурсов, наблюдается снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, показатель утилизации попутного газа достиг максимального значения за весь анализируемый период. Можно сказать, что деятельность компании по охране окружающей среды является успешной, на предприятии проводятся ежегодные мероприятия, способствующие снижению загрязнения природной среды и улучшения экологической политики. Однако, для того, чтобы подробнее описать систему управления природопользованием и охраной окружающей среды ПАО «ЛУКОЙЛ» перейдем к следующему параграфу работы.

2.3 Система управления природопользованием и охраной окружающей среды ПАО «ЛУКОЙЛ» как особенности современной экологической политики

В компании ПАО «ЛУКОЙЛ» действует корпоративная Интегрированная система управления промышленной, пожарной, радиационной безопасностью, предупреждением и ликвидацией чрезвычайных ситуаций, гражданской обороной, охраной труда и окружающей среды, которая является важной частью общей системы менеджмента. Основным документом Системы, определяющим приоритеты деятельности Компании в области охраны окружающей природной среды, является Политика ОАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. Система управления ПБ, ОТ и ОС компании ПАО «Лукойл» сертифицирована на соответствие требованиям международных стандартов ISO 14001 и OHSAS 18001 с 2001 года, основана на нормах российского законодательства и правовых актах стран присутствия организаций Группы «ЛУКОЙЛ». В область сертификации входят организации Группы «ЛУКОЙЛ», в деятельности которых возникают основные риски в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды. Ежегодно в компании проводятся проверки соответствия систем управления требованиям стандартов, количество проведенных внешних аудитов на протяжении 2016-2018гг. колеблется в пределах 22-19 проверок, внутренних проверок в 2018г. было проведено 27 проверок, рисунок 2.33.

Затраты на научно-исследовательские, опытно-конструкторские и научно-технические работы, направленные на повышение экологической и промышленной безопасности в ПАО «Лукойл» имеют тенденцию к снижению и в 2018г. показатель составил 80,0 млн. руб., а это на 20,79% ниже показателя 2016г. При этом, наибольший удельный вес приходится на затраты по охране окружающей среды, в 2018г. было направлено 58млн. руб., а это составляет 72,5% от общей суммы на мероприятия.

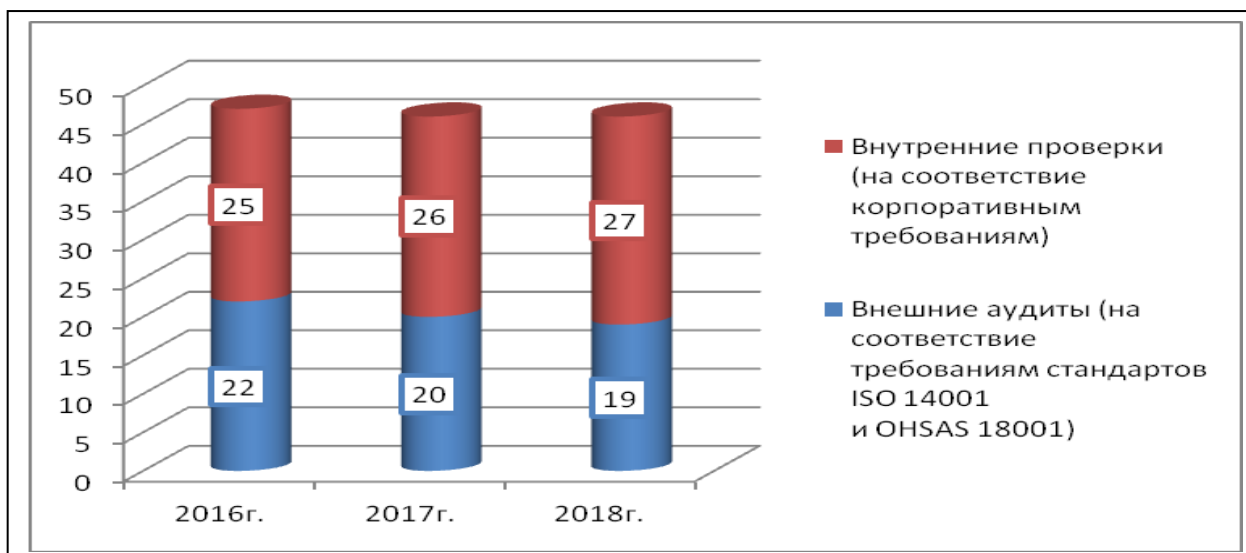


Рисунок 2.33 - Количество организаций группы «Лукойл», в которых проведены проверки соответствия систем управления требованиям стандартов

На промышленную безопасность было выделено 22,0 млн. руб., практически в два раза произошло финансирование этих мероприятий по отношению к показателю начала анализируемого периода, рисунок 2.34.

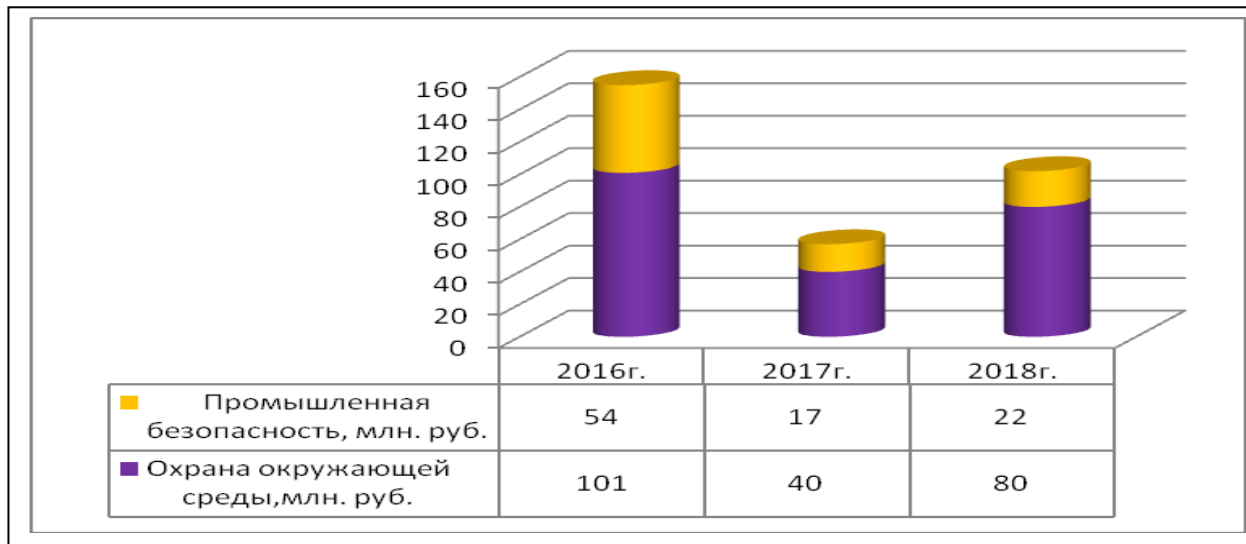


Рисунок 2.34 - Динамика затрат на научно-исследовательские, опытно-конструкторские и научно-технические работы, направленные на повышение экологической и промышленной безопасности ПАО «Лукойл» с 2016-2018гг.

В целом, затраты на природоохранные мероприятия организациями группы «Лукойл» показывают ежегодное снижение, в 2018г. на эти цели бы-

ло выделено 35529 млн. руб., а это на 33,32% ниже уровня 2016г. Доля капитальный затрат в общей сумме затрат на данные мероприятия составила 80,21%, в стоимостном выражении сумма капитальных затрат составила 28498 млн. руб., рисунок 2.35. По структуре распределения между российскими и зарубежными компаниями, наибольший объем средств направляется на российские организации, в 2018г. было выделено 34339 млн. руб., расходы зарубежных организаций составили 1190 млн. руб.

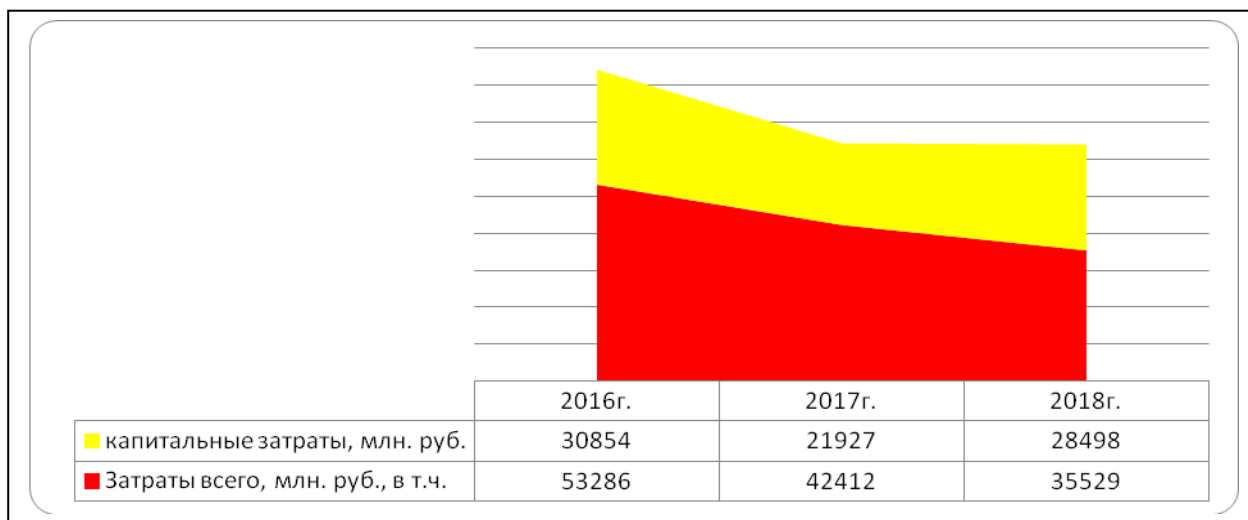


Рисунок 2.35 - Затраты на природоохранные мероприятия организациями Группы «ЛУКОЙЛ» с 2016-2018гг.

Основными реализуемыми проектами по природоохранным мероприятиям в 2016-2018гг. предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ» были: изменения климата, охрана водных ресурсов, энергоэффективная продукция и повышение ресурсной эффективности, рисунок 2.36.

В компании ПАО «ЛУКОЙЛ» ежегодно проводятся множество мероприятия по охране окружающей среды и промышленной безопасности, в частности, мероприятия по снижению выбросов и отходов, использование водных и земельных ресурсов, сохранение биоразнообразия, мероприятия по промышленной безопасности, которые включают в себя охрану труда, предупреждение и ликвидацию чрезвычайных ситуаций и другое. Рассмотрим кратко основные направления программ природоохранных мероприятий ПАО «Лукойл».

Выбросы и отходы. Представленный выше анализ показал, что на предприятии наблюдается ежегодное снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Это достигается за счет модернизации и строительства новых генерирующих мощностей, применение систем улавливания и очистки выбросов, снижения объемов сжигания ПНГ и другое, рисунок 2.36.

Основные крупные проекты по природоохранным мероприятиям предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ»	2016г.	2017г.	2018г.
	ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА		
	Разработка технологии комбинированной закачки теплоносителей и диоксида углерода с целью повышения КИИ пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения	Разработка ряда вентильных электродвигателей повышенной термостойкости для центробежных и винтовых насосов	Разработка автоматической закрытой системы сбора нефти, добываемой термошахтным способом
	ОХРАНА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ		
	Разработка геофильтрационной модели для оптимизации работы защитных сооружений на р. Пыж	Обеспечение экологической безопасности озерно-болотных ландшафтов нефтегазоносных районов Субарктической и Арктической зон РФ	Разработка комплексных технологий и изготовление оборудования для очистки водных объектов от нефти и нефтепродуктов
	ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ ПРОДУКЦИЯ И ПОВЫШЕНИЕ РЕСУРСНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ		
	Разработка энергосберегающих масел по заказам Daimler, Renault/ Nissan	Разработка и внедрение автоматизированной системы мониторинга функционирования поточного анализатора АССБ 60-30	Рациональное использование природного газа с целью производства товарной продукции с высокой добавочной стоимо-

Рисунок 2.36 - Основные крупные проекты по природоохранным мероприятиям предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2016-2018гг.

Управление отходами в компании осуществляется с применением современных технологий, которые позволяют сокращать их образование, не-

допущение их сверхнормативного накопления на объектах организаций Группы «ЛУКОЙЛ», рисунок 2.37.

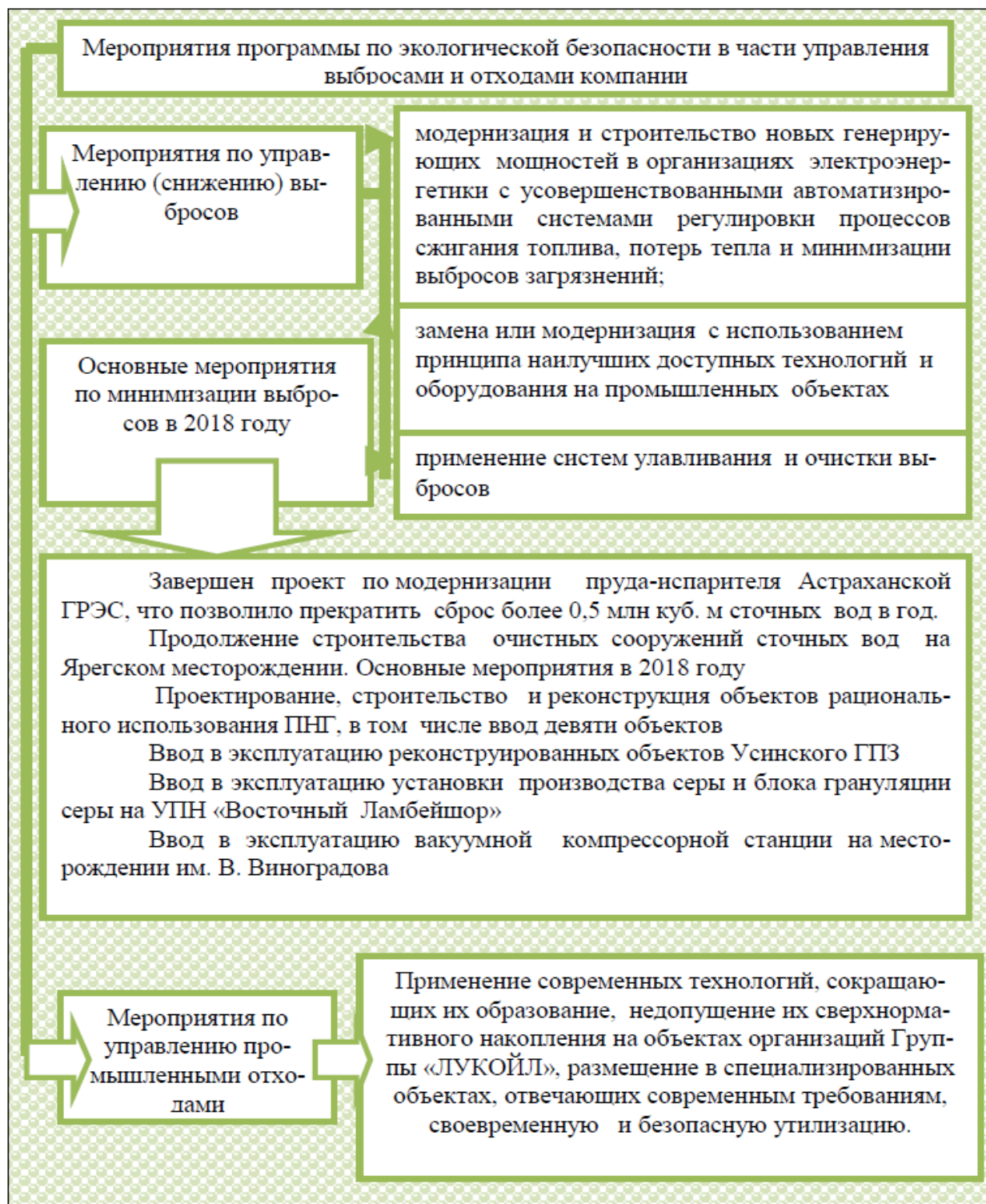


Рисунок 2.37 - Мероприятия программы по экологической безопасности в части управления выбросами и отходами компании ПАО «Лукойл»

2) Использование водных ресурсов. Политика компании ПАО «Лукойл» направлена на обязательства по рациональному использованию вод-

ных и иных природных ресурсов. Основные мероприятия программы представлены на рисунке 2.38.

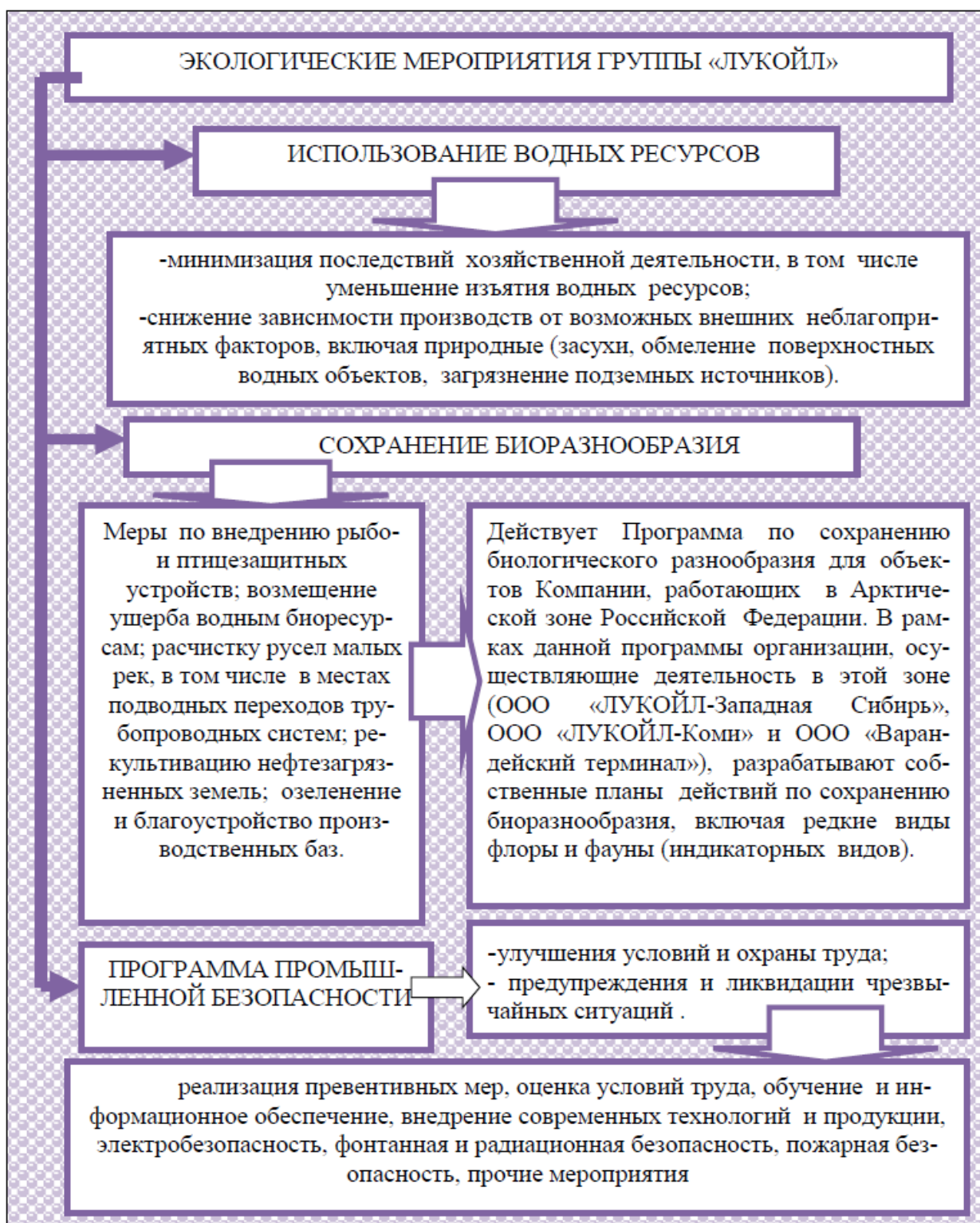


Рисунок 2.38 - Экологические мероприятия компании ПАО «ЛУКОЙЛ»

3) Сохранение биоразнообразия. Политика компании ПАО «Лукойл» направлена на разработку мер по сохранению биоразнообразия, основные мероприятия этого направления представлены на рисунке 2.39.

4) Программа промышленной безопасности. В ПАО «Лукойл» программа промышленной безопасности включает в себя мероприятия по охране труда и предупреждение, ликвидация чрезвычайных ситуаций, рисунок 2.39. Динамика затрат на мероприятия по промышленной безопасности, улучшению условий и охраны труда, предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций организаций Группы «ЛУКОЙЛ» имеет тенденцию к снижению по отношению к уровню прошлого года. В частности, в 2018г. затраты всего составили 10093 млн. руб., а это ниже уровня 2017г. на 17,98%, рисунок 2.39.

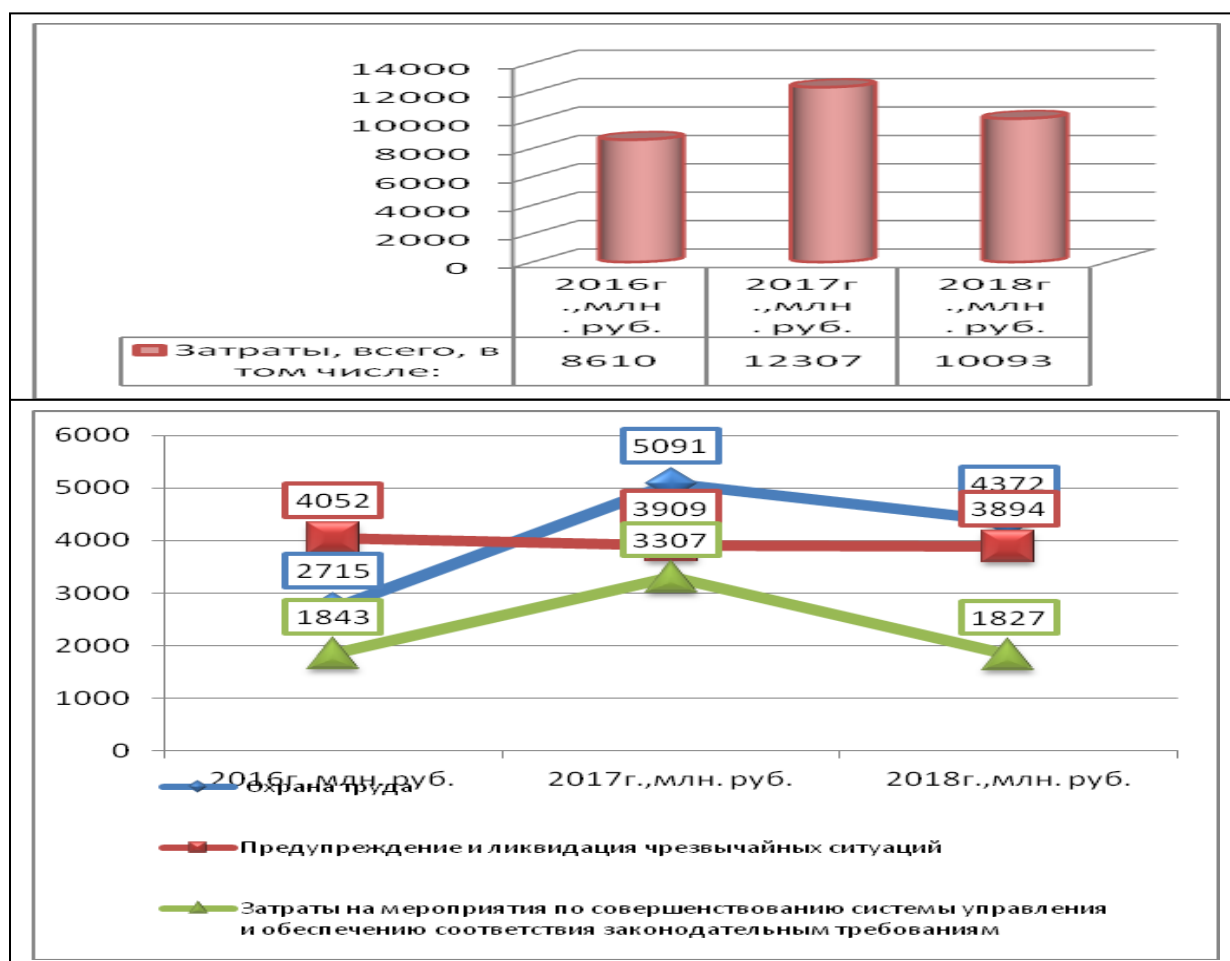


Рисунок 2.39 - Динамика затрат на мероприятия по промышленной безопасности, улучшению условий и охраны труда, предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций организаций Группы «ЛУКОЙЛ» с 2016-2018гг.

По сравнению с данными на начало анализируемого периода произошёл рост затрат на данные мероприятия на 17,23%. Наибольший удельный вес в структуре затрат приходится на охрану труда, в 2018г. сумма этих затрат составила 4372 млн. руб., а это 43,13% от общей стоимости затрат. На предупреждение и ликвидацию чрезвычайных ситуаций было направлено 3894 млн. руб., небольшая доля приходится на затраты по совершенствованию системы управления и обеспечению соответствия законодательным требованиям, в 2018г. удельный вес этих затрат составил 18,10%, в стоимостном выражении на эти цели было направлено 1827 млн. руб., рисунок 2.40. В структуре затрат по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, больше всего финансируются мероприятия по обеспечению пожарной безопасности, в 2018г. затраты составили 2635 млн. руб., при этом в динамике показатель имеет тенденцию к росту, хотя к уровню прошлого года замечено снижение. На прочие мероприятия и на фонтанную и радиационную безопасность было направлено 1121 млн. руб. и 138 млн. руб. соответственно, рисунок 2.40.

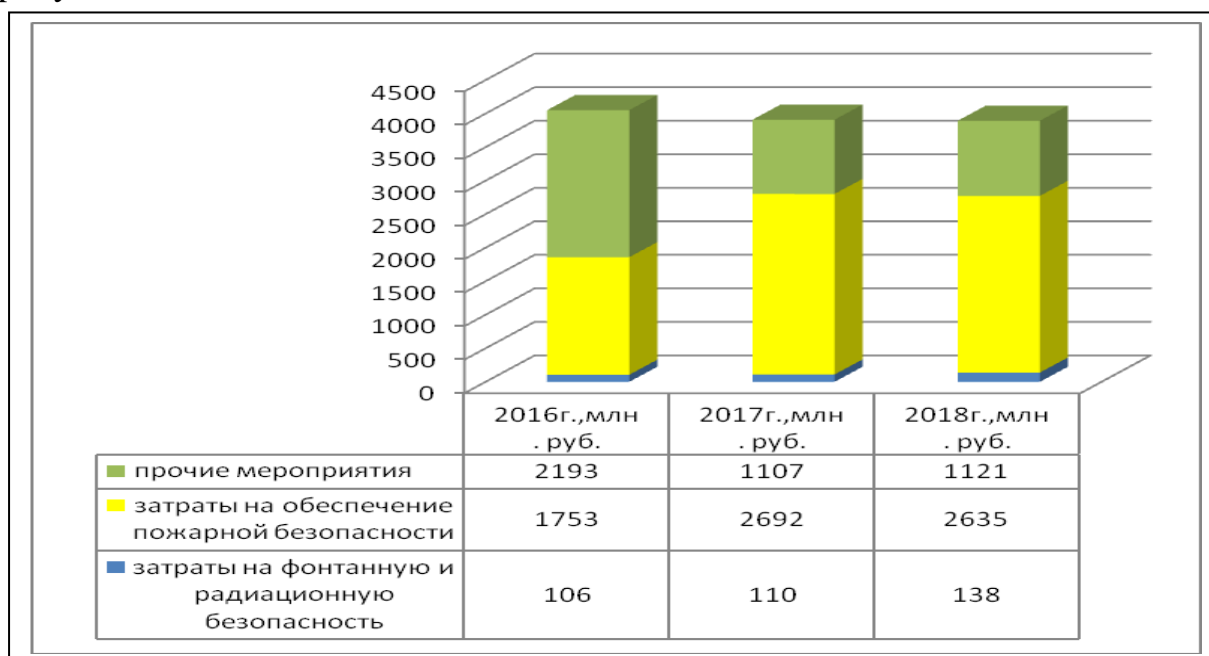


Рисунок 2.40 - Динамика структуры затрат на предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций ПАО «Лукойл» с 2016-2018гг.

Рассмотрим кратко меры по промышленной безопасности и охране труда предприятия ПАО «Лукойл». Для снижения риска отказов трубопроводов, компания осуществляется техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт трубопроводов; проводит экспертизу промышленной безопасности и технической диагностики и другое, рисунок 2.42. В результате проведения различных мероприятий по обеспечению надежности трубопроводного транспорта ПАО «Лукойл», были достигнуты показатели, рисунок 2.41.



Рисунок 2.41 - Мероприятия по обеспечению надежности трубопроводного транспорта ПАО «Лукойл» и результаты 2018г.

В компании ПАО «Лукойл» кроме выше перечисленного осуществляются также мероприятия по охране труда. Основные инструменты развития культуры безопасности компании представлены на рисунке 2.42.

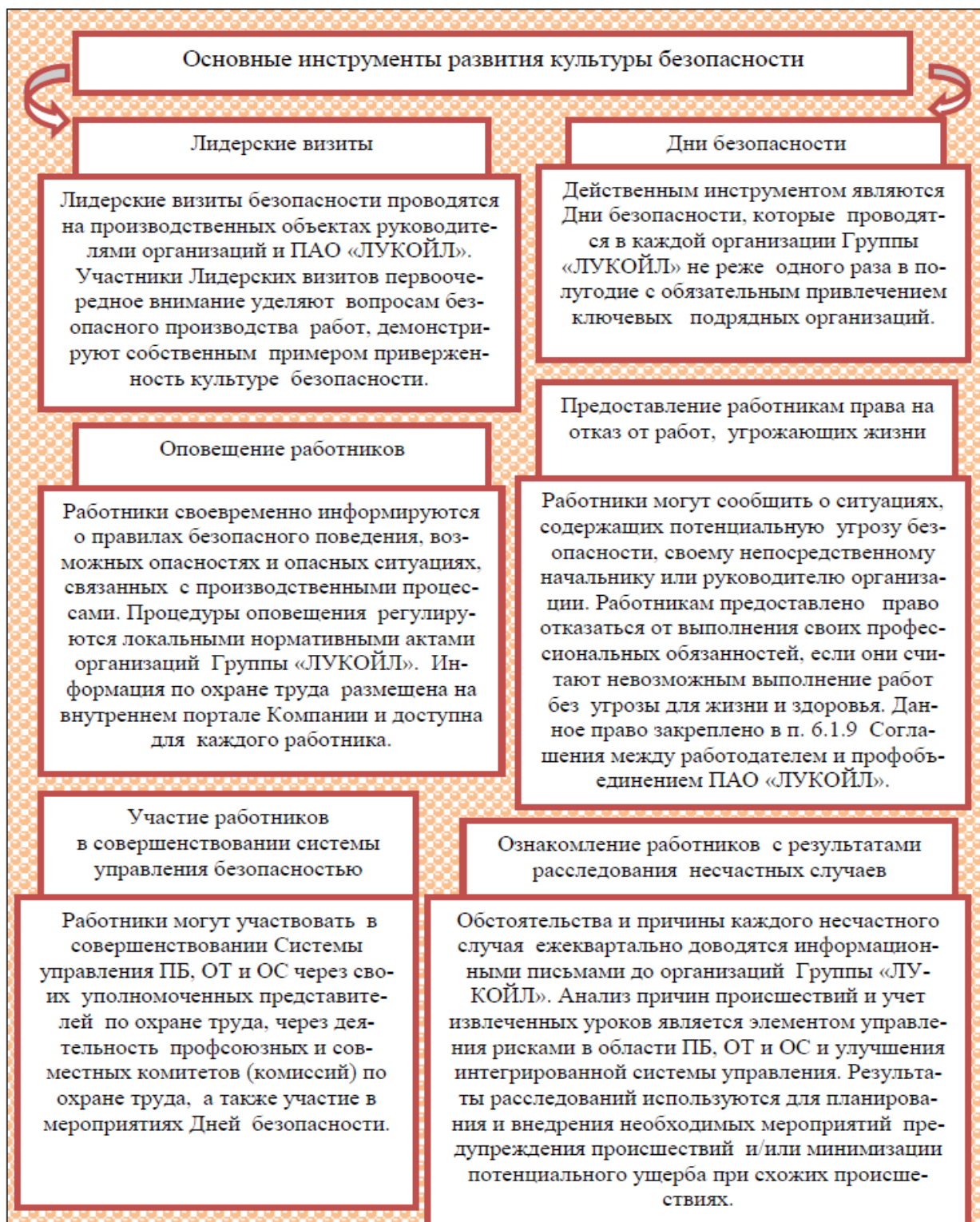


Рисунок 2.42 - Основные инструменты развития культуры безопасности компании ПАО «ЛУКОЙЛ»

В результате проведения мероприятия по охране труда ПАО «ЛУКОЙЛ» наблюдаются положительные результаты, В частности, за анализируемый период произошло снижение показателей травматизма. В 2018г. общее количество несчастных случаев составило 16, а это на 11,11% ниже уровня 2016г. По подрядным организациям снижение несчастных случаев произошло на 63,63% и в 2018г. показатель составил 8 несчастных случаев, рисунок 2.43.



Рисунок 2.43 - Динамика показателей травматизма в Группе «ЛУКОЙЛ» и в подрядных организациях в России с 2016-2018гг.

Количество несчастных случаев со смертельным исходом в 2018г. группы компании «Лукойл» составило 1 ед., годом ранее количество таких случаев было 3, в 2016г. – наблюдалось два несчастных случая со смертельным исходом. Количество пострадавших от несчастных случаев на производстве также имеет тенденцию к снижению, в 2018г. показатель составил 17ед, а это на 37,03% ниже уровня 2016г. По подрядным организациям количество пострадавших от несчастных случаев снизилось на 71,43% и составило 8 ед. (травм)., рисунок 2.44. При этом, количество пострадавших с летальным исходом составило по одному человеку как по группе «Лукойл», так и по подрядным организациям. За рубежом наблюдается намного меньше несчастных

случаев и количества пострадавших от несчастных случаев на производстве, однако, в динамике данные показатели показывают рост по группе «Лукойл», рисунок 2.44.



Рисунок 2.44 - Динамика показателей травматизма в Группе «ЛУКОЙЛ» и в подрядных организациях за рубежом с 2016-2018гг.

С целью снижения травматизма на предприятии постоянно проводится обучение в области охраны труда. Основные мероприятия включают: проведение очного и заочного обучения, переподготовки и повышения квалификации работников; актуализацию обучающих и контролирующих программ по ПБ и ОТ; внедрение системы специального тренинга персонала, эксплуатирующего опасные объекты; усиление пропаганды культуры безопасности. Внедряются ситуационные тренажеры для отработки действий в нештатных ситуациях, а также для улучшения технических навыков, необходимых для безопасной работы на сложном оборудовании. На предприятии ежегодно увеличивается количество человеко-курсов по ПБ и ОТ, в 2018г. показатель составил 60106 человеко-курсов, а это на 26,38% выше показателя 2016г., рисунок 2.46. При этом, по российским организациям проводится больше курсов, чем в зарубежных компаниях. В частности, в 2018г. в российских компаниях прошло 46485 человеко-курсов, в зарубежных 13621 человеко-курсов. Отметим, что в зарубежных организациях количество курсов имеет тенден-

цию к снижению на 0,3% к уровню начала анализируемого периода, рисунок 2.45.

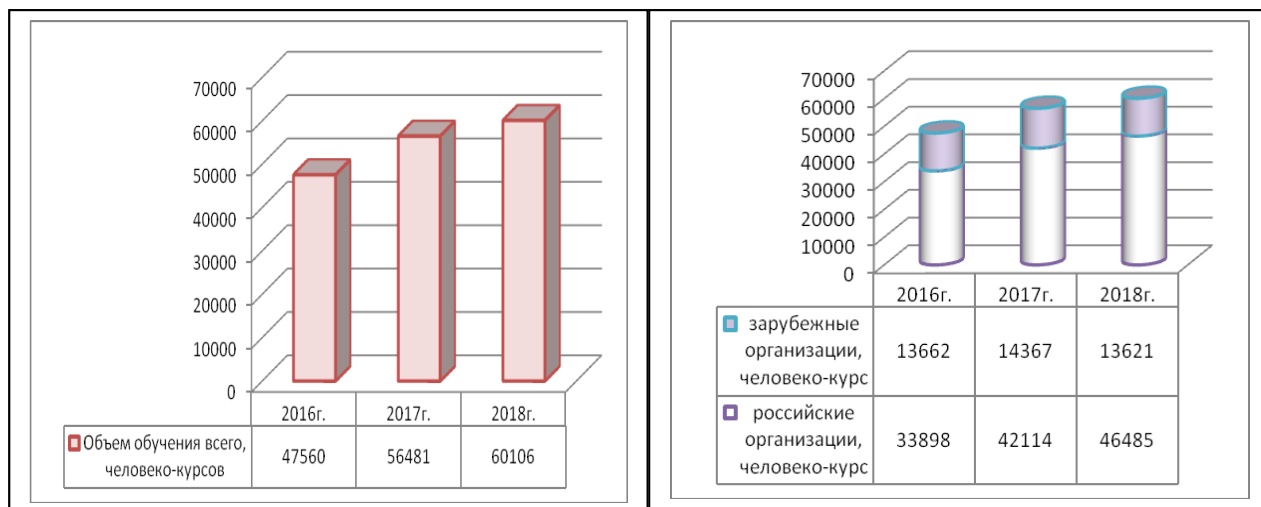


Рисунок 2.45 - Показатели объема обучения по ПБ и ОТ группой «ЛУКОЙЛ» с 2016-2018гг.

Обучение персонала охране труда и технике безопасности, связано с затратами, которые на протяжении 2016-2018гг. имеют динамику снижения и в 2018г. составили 323,2 млн. руб., а это ниже уровня 2016г. на 2,0%, по отношению к показателю предыдущего года снижение составило 1,43%, рисунок 2.46.

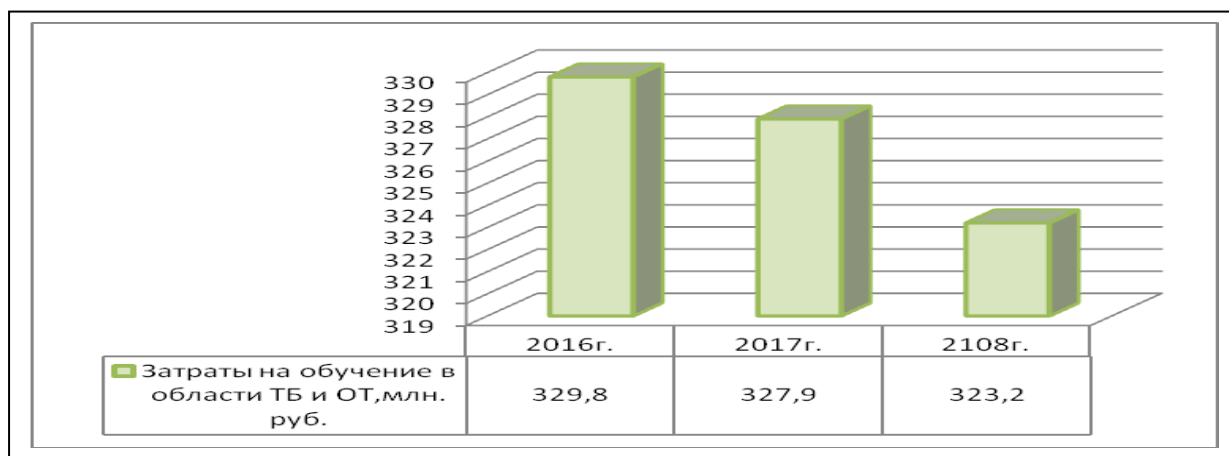


Рисунок 2.46 - Динамика затрат на обучение в области ОТ и ПБ по Группе «Лукойл» с 2016-2018гг.

Итак, на предприятии ПАО «Лукойл» разработаны и действуют локальные акты, направленные на управление охраной труда и природопользованием. Проведенное исследование показало, что на протяжении анализиру-

емого периода наблюдается улучшение экологических показателей и показателей по охране трудовой деятельности, снизилось количество несчастных случаев, увеличиваются объемы обучения по ПБ и ОТ, однако, финансирование мероприятий по промышленной безопасности, улучшению условий и охраны труда, предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций с 2016-2018гг. имеет тенденцию к снижению.

Вывод:

В результате проведенного выше исследования, были решены следующие задачи: рассмотрена краткая характеристика объекта исследования- ПАО «ЛУКОЙЛ», проведен анализ основных экологических показателей окружающей среды и воздействия хозяйственной деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» на окружающую природную среду, рассмотрена система управления природопользованием и охраной окружающей среды. На основании выше изложенного можно сделать вывод, что компания ПАО «ЛУКОЙЛ» является достаточно успешной, на протяжении 2016-2018гг. наблюдается рост экономических показателей, увеличиваются объемы производства и реализации, показатели прибыли существенно выросли к уровню 2018г. Рост произошел и по рентабельности капитала, чистой прибыли компании, увеличились и показатели по дивидендной политике. Компания делает все возможное для совершенствования системы управления экологической безопасностью и охраной труда, разработаны и действуют локальные акты. Результатом деятельности ПАО «ЛУКОЙЛ» являются улучшение эколого-экономических показателей в динамике, что следует оценить положительно. Для того, чтобы рассмотреть способы утилизации попутного газа при добыче углеводородного сырья на Усинском месторождении нефти, целесообразно перейти к следующему разделу исследования.

3 Эколого-экономические аспекты обеспечения безопасности функционирования энергоцентра

3.1 Эколого-экономическое обоснование строительства энергоцентра собственных нужд ГТУ-ТЭЦ

Система управления природопользованием и охраной окружающей среды компанией ПАО «ЛУКОЙЛ» показала, что в настоящее время разработана и действует программа экологической безопасности, которая включает в себя множество мероприятий. Однако, одной из важнейших задач группы «ЛУКОЙЛ» является повышение полезного использования и утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Специфические особенности попутного нефтяного газа и его виды более подробно представлены в Приложении Д. Важнейшие продукты, получаемые из природного и попутного нефтяного газа представлены на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 - Важнейшие продукты, получаемые из природного и попутного нефтяного газа

Основные мероприятия в рамках Программы группы «Лукойл» включают: утилизацию ПНГ на энергетических установках и потребление продукта для нужд производства, строительство газотранспортной инфраструктуры,

поиск потребителей продукта. ПНГ используется на месторождениях при закачке в пласт для поддержания пластового давления, для выработки электроэнергии на газовых электростанциях обеспечивающей энергетики, а также для производственных нужд. Товарный попутный газ поставляется на газоперерабатывающие заводы и местным потребителям. ЛУКОЙЛ, первым среди крупных российских нефтедобывающих компаний, приступил к реальным действиям по сокращению факельного сжигания ПНГ, задолго до введения обязательных законодательных требований.

Отметим, что за прошедший 2018г. ПАО «Лукойл» значительно сократил выбросы парниковых газов в российских организациях, которые в 2018г. составили 29,99 млн. т СО₂ Е-экв., против 31,14 млн. т СО₂ Е-экв. годом ранее, а по отношению к уровню 2016г. снижение выбросов парниковых газов составило 4,15%, рисунок 3.2.

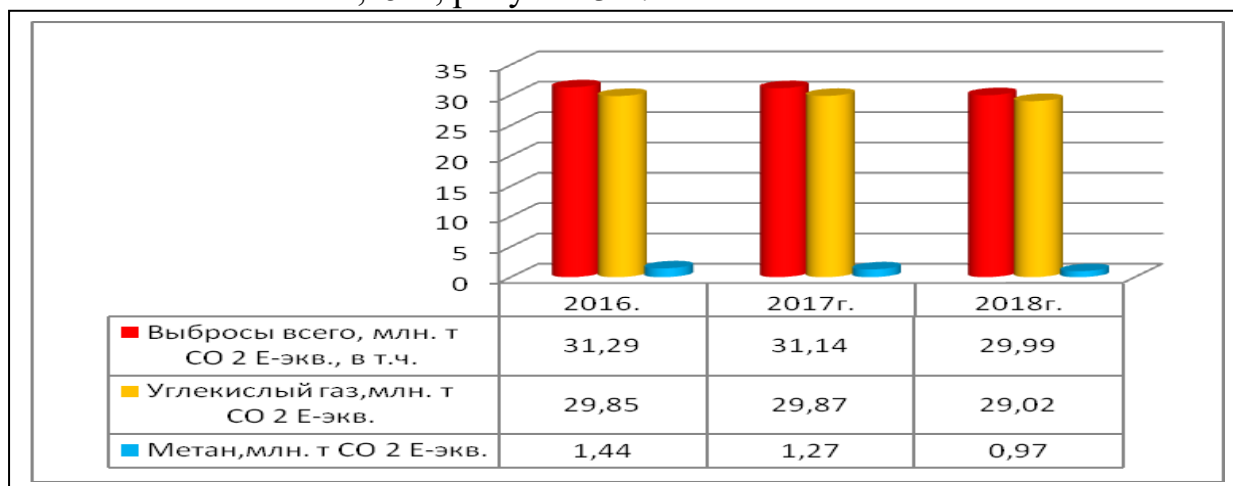


Рисунок 3.2 - Прямые выбросы парниковых газов в российских организациях Группы «ЛУКОЙЛ» с 2016-2018гг.

Прямые выбросы парниковых газов в зарубежных организациях Группы «ЛУКОЙЛ» с 2016-2018гг. также имеют тенденцию к снижению, в 2018г. доля выбросов, приходящаяся на страны, в которых введено законодательное регулирование выбросов парниковых газов составило 6,4 млн. т СО₂ Е-экв., а это на 0,1 млн. т СО₂ Е-экв. ниже уровня прошлого года и на 0,3 млн. т СО₂ Е-экв. ниже показателя начала анализируемого периода. Вы-

бросы всего колеблются на протяжении анализируемого периода в пределах 18,0-17,0%, рисунок 3.3.

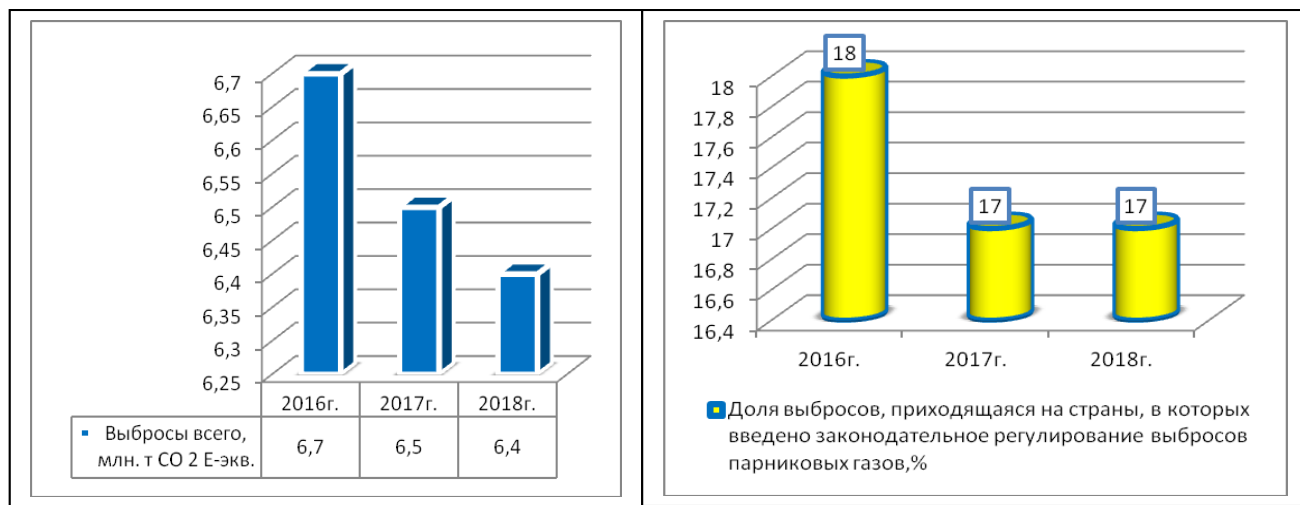


Рисунок 3.3 - Прямые выбросы парниковых газов в зарубежных организациях Группы «ЛУКОЙЛ» с 2016-2018гг.

Отметим, что ранее ПНГ практически всегда сжигался в факелах, но такая переработка не является рентабельной. Поэтому целью компании ПАО «Лукойл» является продолжать увеличивать долю использования ПНГ, сокращая сжигание энергоресурса на факелах. По имеющимся данным объем сжигания ПНГ составил 328,4 млн.куб. м., а это ниже уровня прошлого года на 42,87%, и на 65,52% ниже значения показателя 2016г., рисунок 3.4.

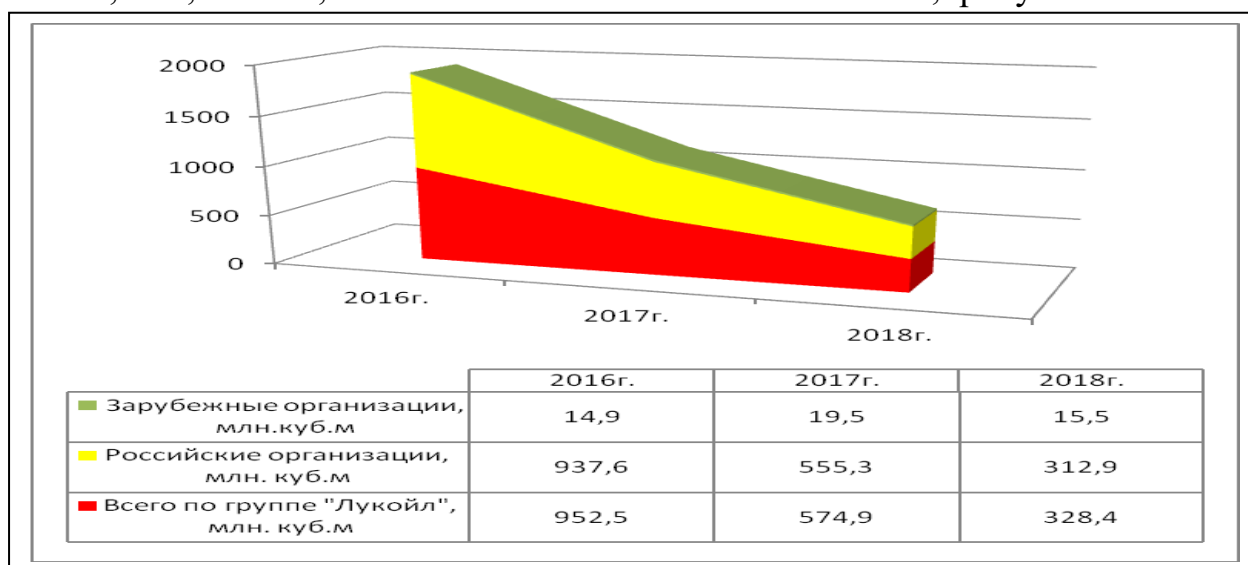


Рисунок 3.4 - Динамика общего объема сжигания ПНГ (углеводородов) на факелах группой компании «Лукойл» с 2016-2018гг.

Показатель уровня использования ПНГ в 2018г. достиг значения 97,4%, а это на 5,3% выше уровня начала анализируемого периода, рисунок 3.5.

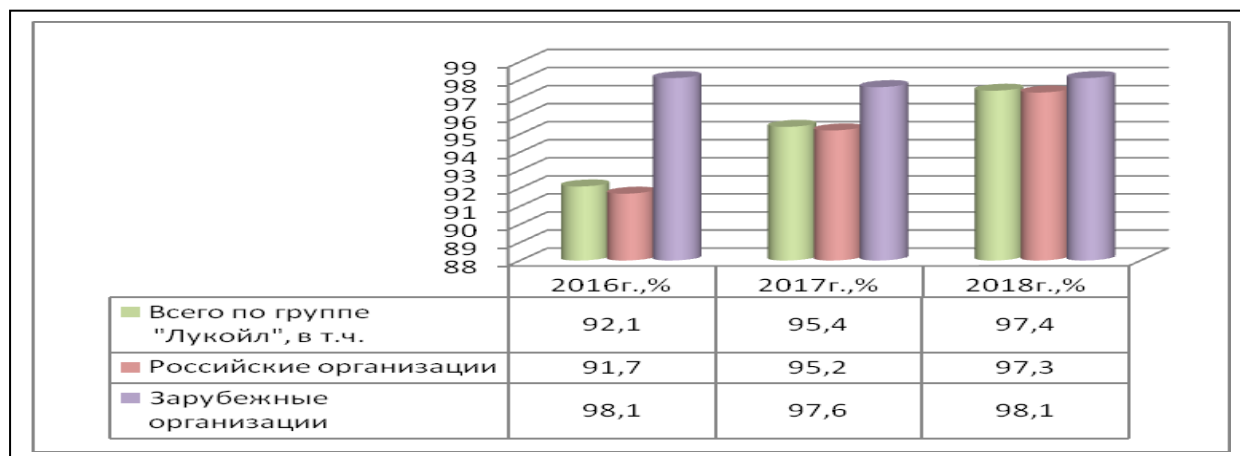


Рисунок 3.5 - Уровень использования ПНГ по группе «Лукойл» с 2016-2018гг.

Объем финансирования мероприятий по использованию ПНГ группой компаний «Лукойл» значительно сократился и составил в 2018г. 8,4 млрд. руб., рисунок 3.6.

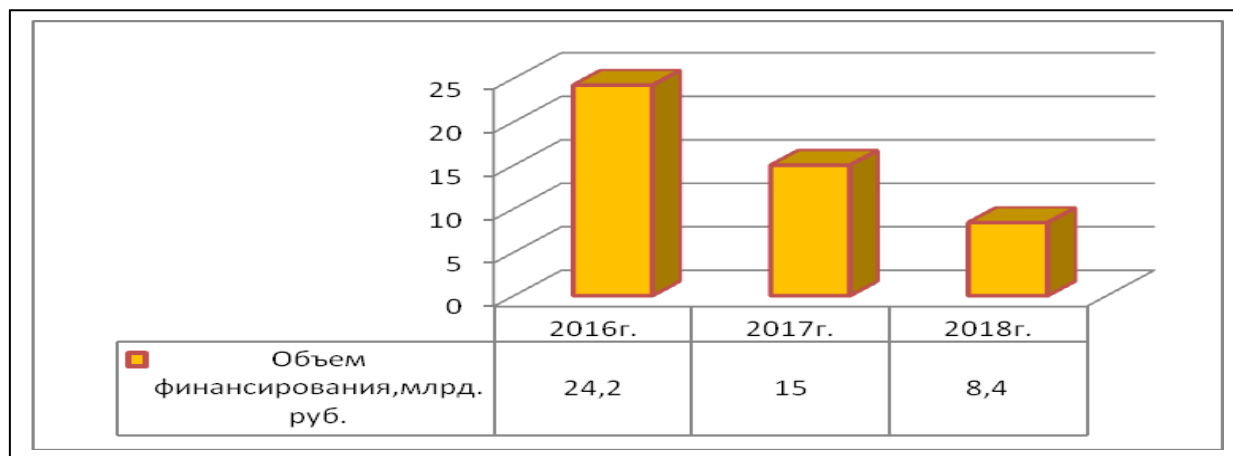


Рисунок 3.6 - Объем финансирования мероприятий по использованию ПНГ компанией ПАО «Лукойл» с 2016-2018гг.

В связи с тем, что сжигание ПНГ в факелах, является не только нерентабельной, но и приводит к негативным последствиям(концентрация продуктов горения в атмосфере влечет за собой значительное ухудшение здоровья населения), является целесообразным рассмотреть другие способы пере-

работки попутного нефтяного газа, рисунок 3.7. К ним относятся: закачка ПНГ в пласт, фракционный способ, установка энергоблоков и другие. Более подробно характеристика основных способов переработки попутного нефтяного газа представлена в Приложении Ж.

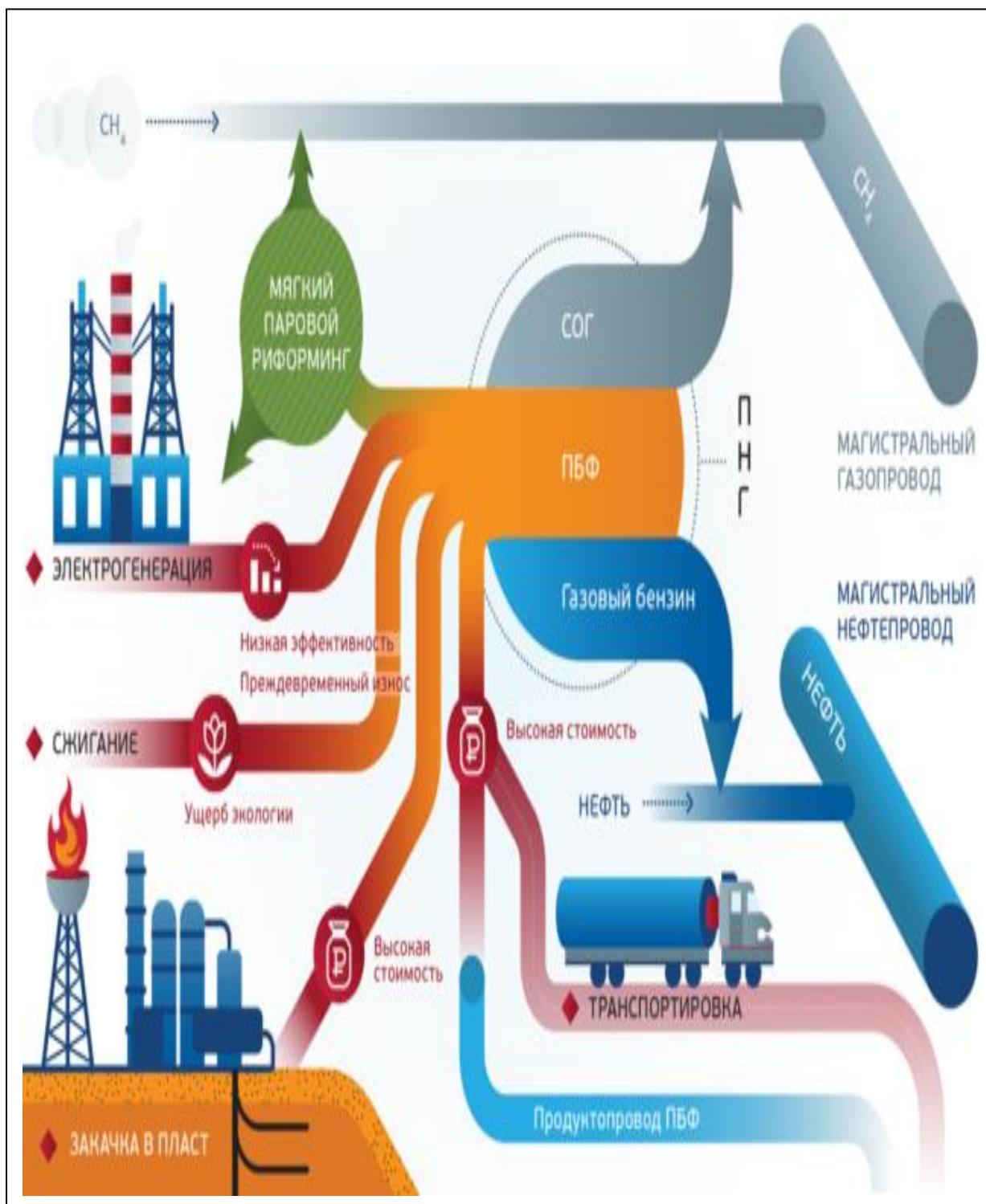


Рисунок 3.7 - Переработка и использование ПНГ на месторождении

Однако, наиболее целесообразным способом утилизации попутного газа и для электроснабжения потребителей электрической энергией объектов Усинского месторождения, целесообразно предусмотреть строительство газотурбинной электростанции 72МВА. Строительство расположить в Республике Коми г. Усинск (Усинское месторождение. Северная площадка. ГТУ-ТЭЦ)».

Технико-экономические показатели ГТЭС представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Технико-экономические показатели ГТЭС

№ п/п	Наименование	показатель
1	Узел подготовки газа, млн.м ³ /год	210,24
2	Мощность вырабатываемая электрическая , МВА	72
3	Газотурбинный энергоблок ЭГЭС-12С- 0000-01, МВА	12
4	Тип привода ГТУ 12ПГ-2 с двигателем ПС-90 ГП-1, шт.	12
5	Тип генератора турбогенератор ТС.12-2РУ ХЛ, шт.	12
6	Номинальный коэффициент мощности cos	0,8
7	К.П.Д. ГТУ по мощности на клеммах синхронного турбогенератора, не менее	30,5
8	Расход топливного газа, тыс.т в год	288,66
9	Потребление электроэнергии, Млн.кВт.час/год	14,016
10	Выработка электроэнергии, Млн.кВт.час/год	504,576
11	Установленная мощность повышающих трансформаторов, МВА	96
12	Установленная мощность транс- форматоров собственных нужд, МВА	8
13	Котельная с водогрейными котлами типа UNIMAT UT-L 4, шт.	2
14	Установленная мощность трансформаторов собственных нужд, МВА	8
15	Общая сметная стоимость в текущих ценах на квартал с НДС, тыс. руб.	2268470,84
16	СМР в текущих ценах. на квартал с НДС, тыс. руб.	758125,17
17	Стоимость оборудования, тыс. руб.	1510345,68

Следует отметить, что параметры ЭГЭС приведены в условиях рабочего давления топливного газа на входе в двигатель ПС-90ГП-1 – 25...29 кгс/см². Возможна эксплуатация ЭГЭС при пониженном давлении топливного газа – до 18 кгс/см², не менее, при этом обеспечиваемая электрическая мощность энергоблока будет обеспечена не менее 10 МВт (при температуре окружающего воздуха 15С, на режиме постоянной мощности).

Итак, эколого-экономическое обоснование строительства энергоцентра собственных нужд ГТУ-ТЭЦ предприятия ПАО «Лукойл» объясняется тем, что в настоящее время утилизация попутного газа компании осуществляется путем сжигания ПНГ в факелах, а это является не только нерентабельным видом деятельности, но и приводит к негативным последствиям, так как концентрация продуктов горения в атмосфере влечет за собой значительное ухудшение здоровья населения. Несмотря на то, что в настоящее время компания ПАО «Лукойл» ежегодно продолжает увеличивать долю использования ПНГ, сокращая сжигание энергоресурса на факелах, выше были рассмотрены основные наиболее эффективные способы утилизации попутного газа и было принято решение рассмотреть строительство газотурбинной электростанции 72МВА на Усинском месторождении, в целях утилизации попутного газа и для электроснабжения потребителей электрической энергией, так как данный способ утилизации попутного газа является наиболее целесообразным. Для того, чтобы оценить воздействие на окружающую среду и экологические ограничения использования земельных ресурсов в процессе функционирования энергоцентра, перейдем к следующему параграфу исследования.

3.2 Оценка воздействия на окружающую среду и экологические ограничения использования земельных ресурсов в процессе функционирования энергоцентра

Влияние электроустановок на окружающую среду – является одним из важнейших вопросов в энергетике. Любая электроустановка в той или иной мере оказывает негативное влияние на окружающую среду, в том числе и на живых существ – от насекомых до человека. Более подробно, негативные последствия представлены в Приложении К. Ежегодно в России миллионы рублей направляются на защиту охраны окружающей среды, рисунок 3.8.

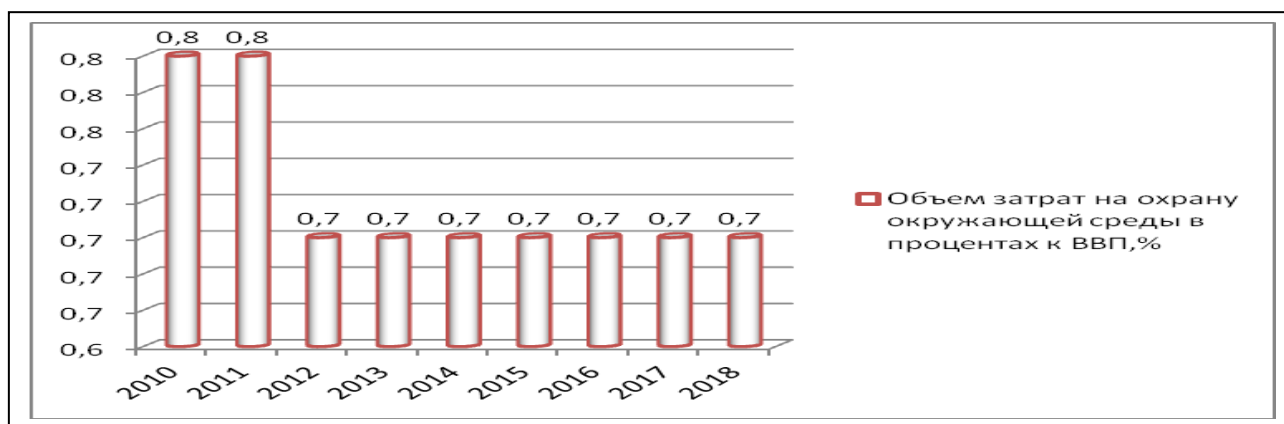


Рисунок 3.8 - Динамика объема затрат на охрану окружающей среды в процентах к ВВП в России с 2010-2018гг.

По данным Росстата объем затрат на охрану окружающей среды в процентах к ВВП на протяжении последних лет составляет 0,7%²⁴, рисунок 3.8.

При этом, в стоимостном выражении сумма затрат на охрану окружающей среды ежегодно увеличивается и в 2018г. составила 715848 млн. руб.²⁵, а это более, чем в два раза выше показателя 2010г., рисунок 3.9.

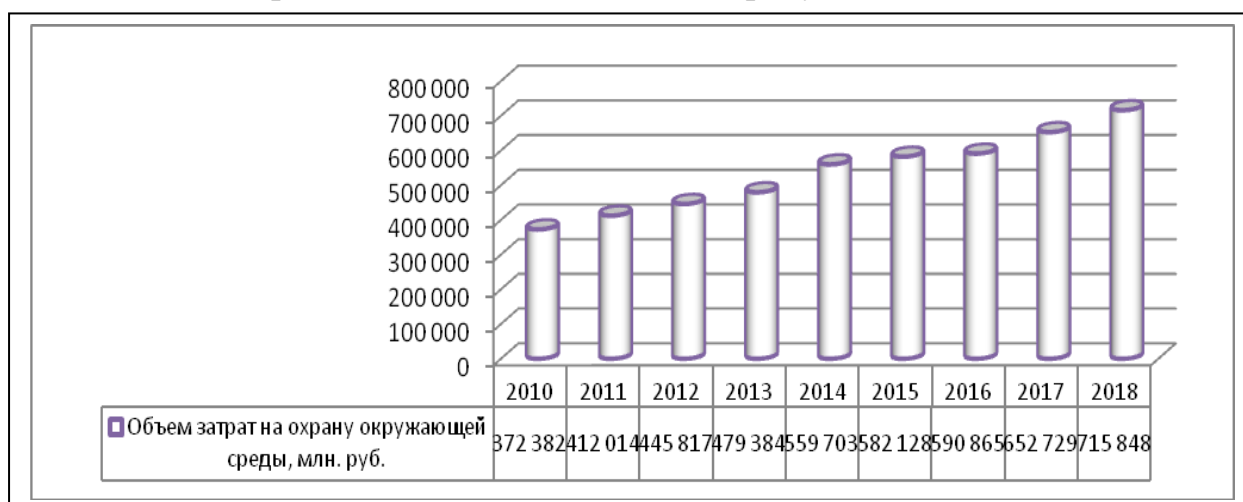


Рисунок 3.9 - Объем затрат на охрану окружающей среды в России с 2010-2018гг.

По структуре наибольший удельный вес в общей сумме затрат приходится на сбор и очистку сточных вод, по данным на конец анализируемого периода на эти мероприятия было направлено 246917 млн. руб., а это состав-

²⁴ Россия в цифрах 2019г. Статистические данные[Электронный ресурс][Режим доступа:<http://gks.ru>]

²⁵ Там же

ляет 34,49% от общей стоимости затрат. На охрану атмосферного воздуха и предотвращение изменений климата было направлено 130918млн. руб., затраты на обращение с отходами составили – 91735 млн. руб., на защиту и реабилитацию земель, поверхностных и подземных вод- 30746 млн. руб., на сохранение биоразнообразия и охрану природных территорий объемы затрат составили 41095млн. руб., рисунок 3.10.

Отметим, что выбросами наиболее распространенных загрязняющих атмосферу веществ стационарными и передвижными источниками являются: диоксид серы, оксиды азота, оксид углерода, летучие органические соединения, аммиак. При этом, общее количество загрязняющих атмосферу веществ, выброшенных стационарными и передвижными источниками ежегодно увеличивается и по данным на 2018г. объемы выбросов составили 32327 тыс. т.²⁶, а это на 3,38% выше показателя 2015г., к уровню 2010г. значение данного показателя практически не изменилось, рисунок 3.11.

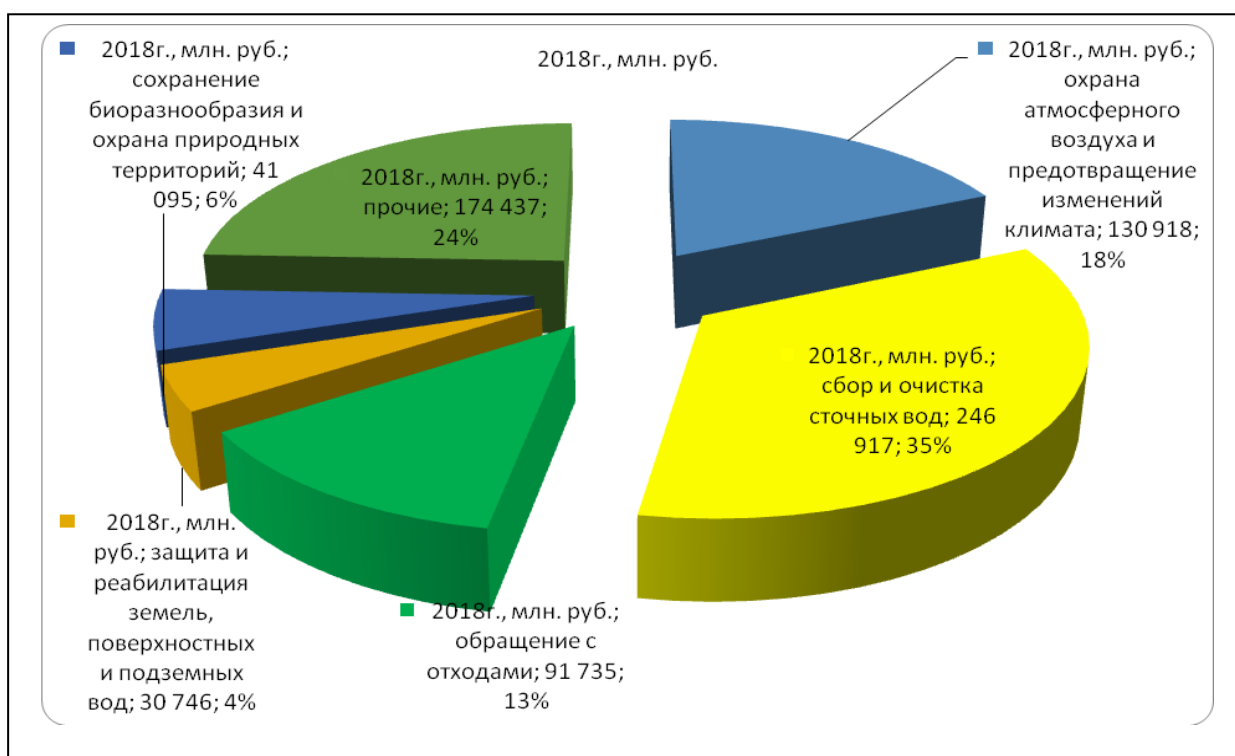


Рисунок 3.10 - Структура затрат на охрану окружающей среды в России в 2018г.

²⁶ Россия в цифрах 2019г. Статистические данные[Электронный ресурс][Режим доступа:<http://gks.ru>]

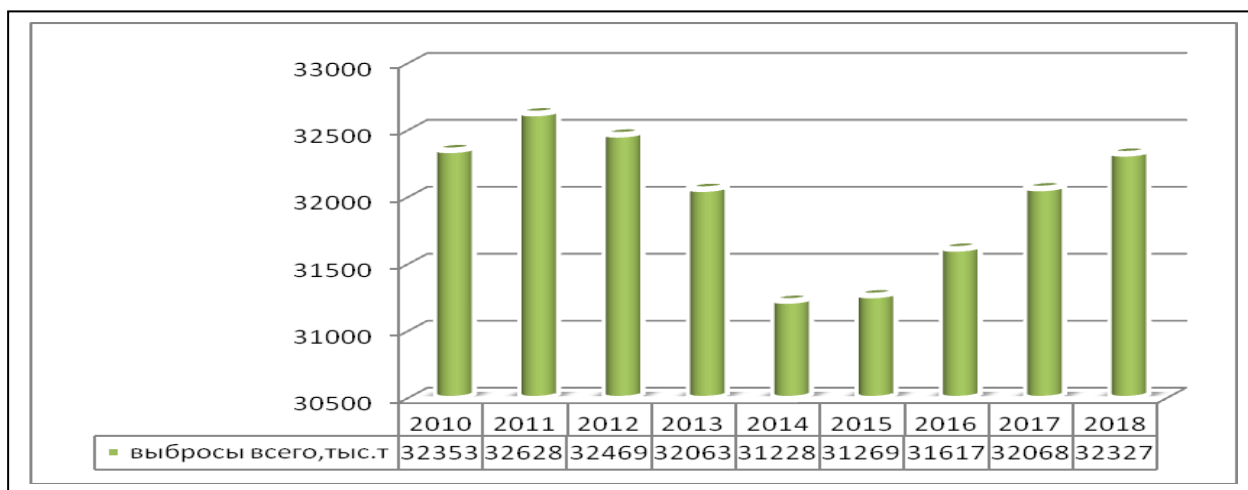


Рисунок 3.11 - Общий объем выбросов наиболее распространенных загрязняющих атмосферу веществ стационарными и передвижными источниками в России с 2010-2018гг.

Следует отметить, что наибольший удельный вес в структуре вредных веществ приходится на оксид углерода, по данным на 2018г. доля этих веществ в общем количестве составила 51,34%, в натуральном выражении было выброшено этих вредных веществ в атмосферу в объеме 16596 тыс. т., рисунок 3.12.

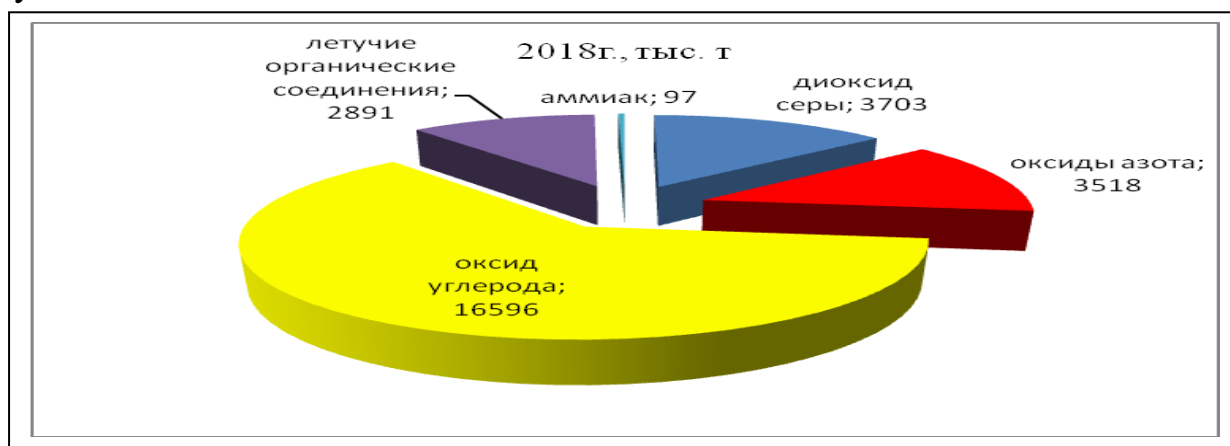


Рисунок 3.12 - Структура выбросов наиболее распространенных загрязняющих атмосферу веществ стационарными и передвижными источниками в России в 2018г.

В связи с тем, что различные стационарные и передвижные источники существенно загрязняют атмосферный воздух, да и в целом приносят вред

окружающей среде, то при проектировании, строительстве энергоцентра, а также его эксплуатации, для снижения воздействия на окружающую среду, является необходимым правильное использование земельных ресурсов в процессе функционирования энергоцентра, рассмотрим подробнее эту часть вопроса. В административном отношении площадка под размещение газотурбинной электростанции будет находиться на территории Усинского месторождения нефти. Ближайший к объекту населенный пункт, расположен в 80 км на северо-запад от участка изысканий. Планируется проектируемый комплекс расположить на свободной от застройки территории, ограниченной: с севера - дорогой направлением ЦДНГ-4 – кусты 108,86. Площадь предприятия в границах ограждения, 4.90 га. Площадь застройки зданий и сооружений составляет 15 332 м². Плотность застройки площадки предприятия - 31.3% . Проектируемые здания и сооружения располагаются на участке с учетом обеспечения оптимальной технологической схемы, зонирования территории. Разрывы между зданиями и сооружениями выдержаны в соответствии с нормативными требованиями.

Основные энергетические сооружения располагаются в западной и южной частях площадки, здесь располагаются: здание ГТЭС, сблокированное с операторной, котельной, дизельной электростанцией и со зданием КТП СН; комплекс сооружений повышающей подстанции с ОРУ – 35кВ, который включает в себя: общеподстанционный пункт управления, ЗРУ 6кВ, трансформаторы собственных нужд и повышающие трансформаторы; котельная; резервная дизельная электростанция.

Комплекс технологических сооружений узла подготовки газа занимает восточный участок проектируемой территории, и представляет собой: входной сепаратор; блок фильтрации и подогрева газа; блок насоса откачки конденсата; подземная дренажная емкость $V=25\text{м}^3$; горизонтальное факельное устройство. Комплекс пожаротушения планируется расположить в центральной части, здесь размещаются: противопожарные резервуары

$V=300\text{м}^3$ (2 шт.); здание пожарососной; артезианские скважины; лафетная установка.

На участке должны быть размещены емкости хозяйственных и ливневых стоков. Для освещения территории запроектированы шесть прожекторных мачт $H=18\text{м}$. Для обеспечения технологической связи предусмотрена мачта связи. Технологические, сантехнические и электротехнические сети прокладываются надземно по проектируемым коммуникационным эстакадам. На участок предусматривается два въезда. Транспортная сеть по территории запроектирована в виде непрерывной системы, обеспечивающей подъезд ко всем сооружениям и пожарным гидрантам. Проезды пожарных автомобилей планируется совместить с проектируемыми постоянно эксплуатируемыми проездами. Инженерная подготовка площадки, которая в соответствии с инженерно-геологическими изысканиями, является заболоченной, выполнять методом полного выторфовывания, заключающимся в изъятии торфяного грунта с последующей его заменой минеральным.

Вертикальную планировку площадки выполнить из условий назначенного уровня пола первого этажа здания ГТЭС, соответствующего абсолютной отметке 66.80, и решить открытым способом. По проездам принять допустимые уклоны, обеспечивающие отвод ливневых и талых вод от проектируемых зданий в пониженные участки местности. Дождевые стоки с технологических площадок, ограниченных бордюром из бортового камня БР100.30.15, через дождеприемники отводить в подземные канализационные емкости $V=12,5\text{м}^3$ и $V=50\text{м}^3$.

Генеральным планом необходимо предусмотреть полное благоустройство застраиваемой территории. Все проезды выполнять с твердыми покрытиями: ж/б дорожные плиты по слою щебня, из горячего щебеночно-го пористого асфальтобетона по плитам и из шлакового щебня. Участки озеленения отсыпать торфо-песчаной смесью $h=0.15\text{м}$ с последующим засевом семенами трав. Для засева использовать семена злаковых трав двух ви-

дов: рыхлокустовых (волосяник сибирский) и корневищных (овсяница луговая или пырей ползучий). По границе участка запроектировать решетчатое металлическое ограждение. Водоохранная зона артезианских скважин и территория ОРУ должна ограждаться металлическим ограждением из сетчатых панелей. Сводный план инженерных сетей выполнить в соответствии с основными комплектами рабочих чертежей наружных сетей: АТХ, АГСВ, ЭС, НВК, ТС, ТХ, ТХ.1.

Рассмотрим кратко охрану труда, технику безопасности и противопожарные мероприятия. Для контроля за отклонением технологических параметров и параметров аппаратов и агрегатов от нормального режима эксплуатации предусмотрена установка приборов, контролирующих технологические параметры и нормальную работу аппаратов и состояние агрегатов. Приборы контроля и средства автоматизации технологического процесса, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, выбраны в соответствии с классификацией взрывоопасных зон и взрывоопасных смесей. Для электроустановок предусмотрено защитное заземление от поражения электрическим током. Все движущиеся части оборудования должны быть закрыты кожухами, трубопроводы и оборудование с повышенной температурой стенки теплоизолированы. Температура, влажность, содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.005-88. Мероприятия по охране труда устраняют опасные и вредные производственные факторы условий труда.

Таким образом, любая электроустановка, в том числе и энергоцентр собственных нужд может оказать негативное влияние на окружающую среду, в связи с этим, является необходимым оценивать воздействие данных установок и применять экологические ограничения использования земельных ресурсов в процессе функционирования энергоцентра. Рассмотренные выше мероприятия проекта показали, что расположение объекта энергоцентра планируется вдали от населенного пункта, площадь предприятия в границах ограждения, 4.90 га. Площадь застройки зданий и сооружений составляет

15332м². Плотность застройки площадки предприятия - 31,3%. Для эксплуатации энергоцентра предусмотрены мероприятия по охране труда, техники безопасности и противопожарные мероприятия. Следовательно, в строительстве энергоцентра соблюдены все требования, позволяющие осуществлять работы в безопасном режиме. Такое расположение энергоцентра собственных нужд снизит воздействие на окружающую среду и позволит компании избежать штрафных санкций. Для того, чтобы рассмотреть технико-экономические аспекты проекта строительства ГТУ-ТЭЦ, перейдем к следующему параграфу исследования.

3.3 Техничко-экономические аспекты проекта строительства ГТУ-ТЭЦ

Рассмотрим технологическую часть проекта строительства ГТУ-ТЭЦ. В составе комплекса газотурбинной электростанции предусматриваются следующие основные и вспомогательные объекты: здание под размещение агрегатов ГТЭС (основной машзал) - 3 здания, в каждом размещены по две газотурбинные установки (ГТУ); здание операторной; переходные галереи; узел подготовки топливного газа, с входным сепаратором, блоком фильтров, теплообменниками блоком насосов для откачки конденсата, дренажной емкостью и пунктом контроля и управления (ПКУ); котельная с двумя водогрейными котлами; противопожарная насосная с резервуарами аварийного запаса воды (2х300м³); две артезианские скважины; резервная дизельная электростанция; емкость резервного дизельного топлива; здание КТП (2х1600кВА) с НКУ; повышающая подстанция с трансформаторами 10/35кВ (6х12МВА) и трансформаторами собственных нужд 35/6кВ (2х4МВА), открытым распределительным устройством 35кВ (ОРУ-35кВ), общеподстанционным пунктом управления (ОПУ), и закрытым распределительным устройством 6кВ (ЗРУ-6кВ); мачта связи; проходная; дренажные емкости для ливневой и хозфекальной канализации.

В основных энергоблоках (машзалах) размещены по 2 газотурбинные установки (ГТУ), производства ОАО «Авиадвигатель» (г. Пермь) в каждом. В комплекте основного энергоагрегата ОАО «Авиадвигатель» и его субподрядчики ОАО НПО «Искра» и ЗАО «Искра - Энергетика» поставляют также турбогенератор с редуктором и все технологические и электротехнические системы и установки, (включая систему пожаротушения под кожухом силового блока), обеспечивающие работу энергоагрегата. Характеристика основного технологического оборудования представлена в Приложении И. Итак, выше была рассмотрена технологическая часть проекта строительства ГТУ-ТЭЦ. Строительство энергоцентра собственных нужд «ЛУКОЙЛ-Коми» (Усинское м/р. Северная площадка. ГТУ-ТЭЦ) имеет общую сметную стоимость 8 052 393,7 тыс. руб., рисунок 3.13.

К основным объектам строительства относятся: главный корпус ГТУ-ТЭЦ (машиное отделение), главный корпус (котельное отделение, фундаменты, свайное основание), главный корпус ГТУ-ТЭЦ(дымовая труба), комплекс электротехнических сооружений ОПУ 110 кВ, РУСН-0,4 кВ, ЗРУ-6 кВ, подключение электроустановок, переходная галерея, здание подготовки питьевой воды, эстакады технологических трубопроводов, бак аварийного слива турбинного масла и другое.



Рисунок 3.13 - Общая сметная стоимость строительства энергоцентра собственных нужд «ЛУКОЙЛ-Коми»

К объектам транспортного хозяйства и связи относятся: устройство автодорог и внутренняя связь. Наружные сети и сооружения водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения и газоснабжения включают в себя:

сети водопровода и канализации, дождевые насосные станции, очистные сооружения бытовых сточных вод, противопожарная насосная станция с баками, водомерный узел и другое. Прочими работами и затратами являются: затраты на природоохранные мероприятия, транспортные расходы на перебазировку строительной техники и титульных зданий, транспортные расходы на перевозку персонала, выполнение работ по технологическому присоединению энергоцентра к объектам энергосетевого хозяйства, оказание охранных услуг, услуги хранения оборудования, техническое обслуживание электрооборудования, техническое обслуживание оборудования котельной, теплосетей и вентустановок, контроль за соблюдением пожарной безопасности и охраны окружающей среды и др.

Экономический эффект от внедрения энергоцентра позволяет в 2 раза снизить себестоимость вырабатываемой электрической и тепловой энергии, включая эксплуатационные расходы и затраты на амортизацию, по сравнению с ценами на энергоресурсы местного предприятия энергетики. Для сравнения целесообразно представить данные по экономии энергоресурсов предприятия ПАО «Лукойл», полученные по результатам Программы энергосбережения. В частности, за 2016-2018гг. наблюдается увеличение экономии электроэнергии на 16 млн. кВт-ч и в 2018г. этот показатель составил 98 млн. кВт-ч, к уровню прошлого года экономия увеличилась на 32 млн. кВт-ч, рисунок 3.14. Экономия по тепловой энергии в 2018г. составила 101 тыс. Гкал, а это практически в два раза превышает показатель 2016г., однако к уровню прошлого года произошло снижение данного показателя на 85 тыс. Гкал, рисунок 3.14. Таким образом, мероприятие по строительству энергоцентра собственных нужд компании ПАО «Лукойл» в любом случае даст положительный эффект, достаточно сложно представить уточненные данные по экономии энергоресурсов, но можно с уверенностью сказать, что строительство собственного энергоцентра является необходимостью, так как развитие собственной (обеспечивающей) генерации непосредственно на месторождениях

Группы обеспечивает потребности производства в электрической и тепловой энергии за счет рационального использования ПНГ.

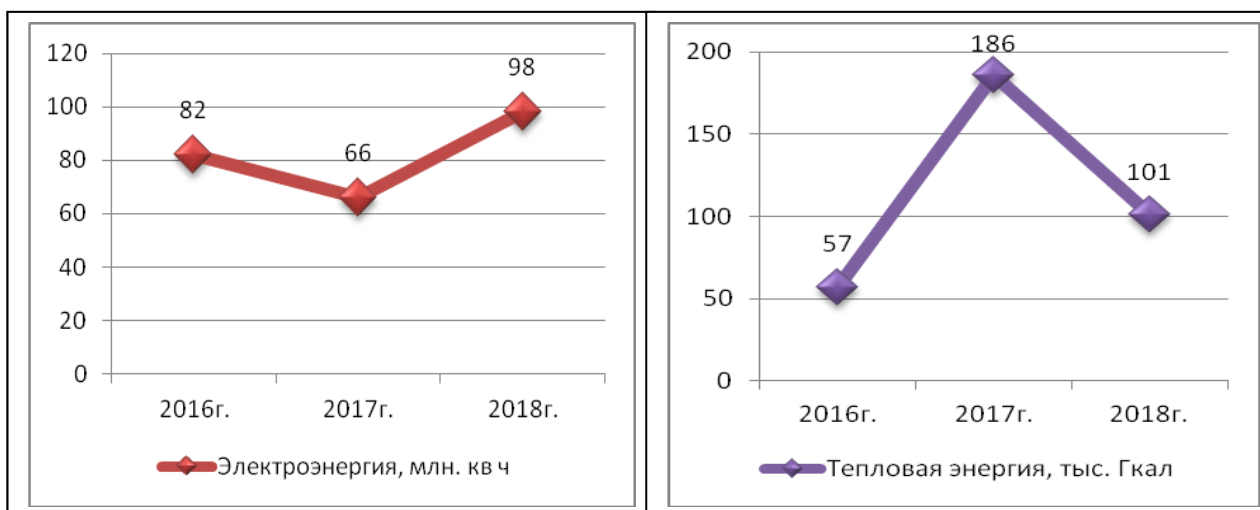


Рисунок 3.14 - Динамика показателей экономии электроэнергии и тепловой энергии предприятия ПАО «Лукойл», полученные по результатам Программы энергосбережения с 2016-2018гг.

Строительство энергоцентра собственных нужд позволит выполнить целый ряд задач: снижение затрат на потребляемые энергоресурсы; покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений; выработка тепловой мощности для различных объектов месторождений; обеспечение технологических потребностей в горячей воде для закачки в пласты; уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на рынке электроэнергии; увеличение процента утилизации попутного нефтяного газа. Следует отметить, что строительство энергоцентра собственных нужд «ЛУКОЙЛ-Коми» (Усинское м/р) – является не единственным мероприятием, которое позволяет совершенствовать систему эколого-экономического управления на нефтяном предприятии. Для того, чтобы подробнее рассмотреть мероприятия по совершенствованию, перейдем к следующему параграфу исследования.

3.4 Совершенствование эколого-экономического управления предприятия нефтегазовой отрасли

В компании ПАО «Лукойл» ежегодно проводится комплекс мероприятий по охране окружающей среды. При этом, на данные мероприятия в 2018 году российскими организациями Группы «ЛУКОЙЛ» было затрачено 42,4 млрд.руб., в том числе на предупреждение и ликвидацию последствий аварийных ситуаций, охрану атмосферного воздуха, рациональному использованию водных ресурсов, рекультивация загрязненных и нарушенных земельных ресурсов и другое, рисунок 3.15.



Рисунок 3.15 - Затраты группы «Лукойл» на мероприятия по охране окружающей среды в 2018г.

Однако, в целях совершенствования системы эколого-экономического управления компанией, является необходимым проведение ряда мероприятий, основными энергосберегающими из них следует выделить: внедрение комплектных приводов с вентильными двигателями, повышение эффективности работы системы утилизации тепла печи, применение тепловых насосов на АЗС, рисунок 3.16.

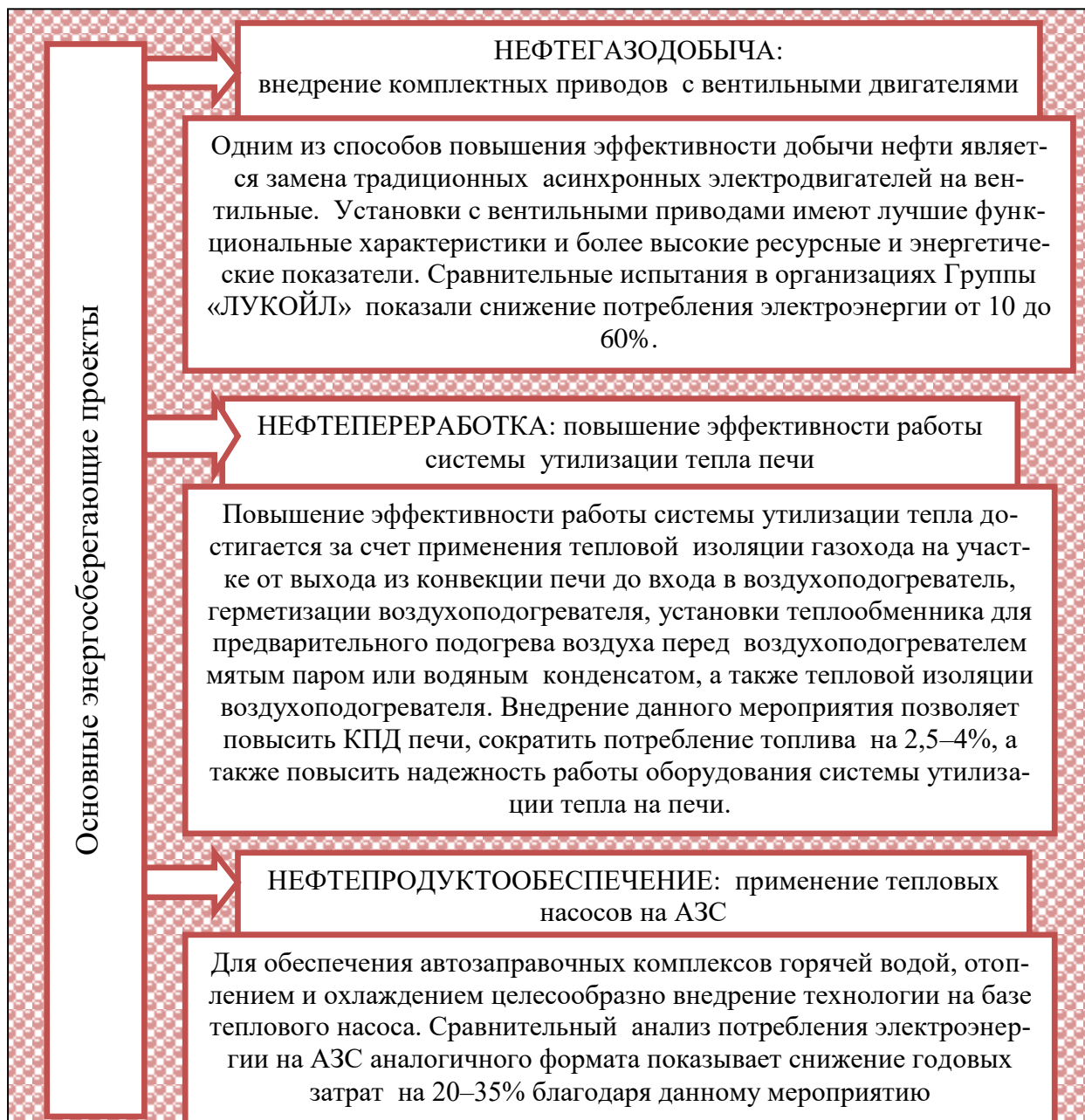


Рисунок 3.16 - Основные энергосберегающие проекты группы «Лукойл» на перспективу

В целом, система совершенствования эколого-экономического управления на предприятии ПАО «Лукойл» должна включать в себя следующие мероприятия: эффективное использование водных ресурсов, снижение выбросов в атмосферу, эффективное использование земельных ресурсов, сохранение биоразнообразия, рисунок 3.17. В результате проведения мероприятий на предприятии ПАО «Лукойл», целевыми показателями должны являть-

ся: рост показателя использования ПНГ, сокращение выбросов в атмосферу, восстановление загрязненных земель и другое, рисунок 3.18.

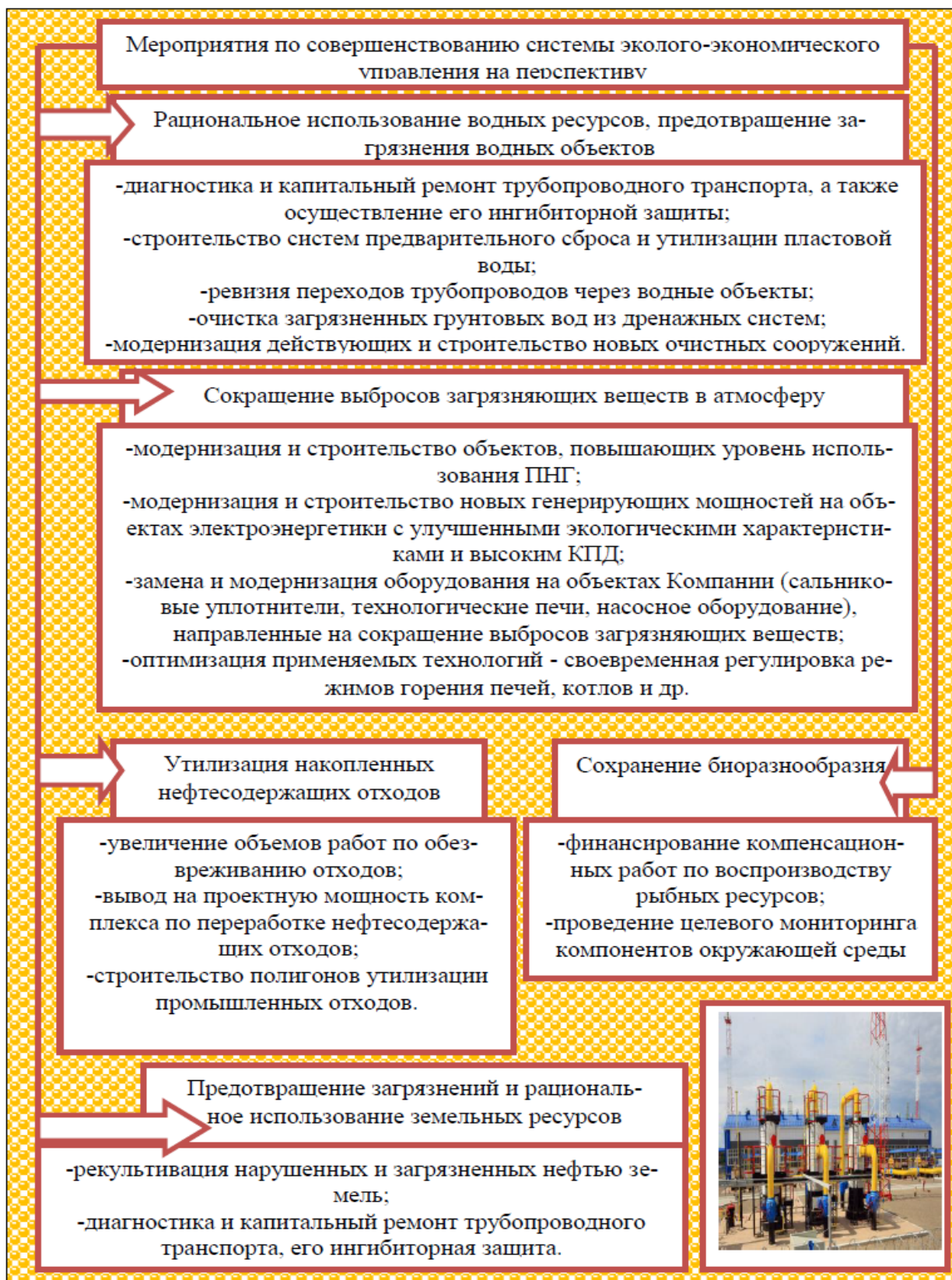


Рисунок 3.17 - Мероприятия по совершенствованию системы эколого-экономического управления на нефтяном предприятии группы «Лукойл»

Целевые показатели мероприятий по совершенствованию системы эколого-экономического управления	
Достигнуто в 2018г.	Плановые показатели на 2020-2021гг.
Уровня использования попутного нефтяного газа =97,4%	Повышение уровня использования попутного нефтяного газа
Выбросы загрязняющие веществ в атмосферу=451,3тыс. т.	Ежегодное снижение выбросов загрязняющие веществ в атмосферу
Сброс загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты=0,7 млн. куб.м	Сокращение показателя сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты
Общее водопотребление (потребление на собственные нужды) =374,4	Сокращение общего водопотребления
Восстановление загрязненных земель=50,3 га	Ежегодное восстановление загрязненных земель в среднем около 40-50га в год

Рисунок 3.18 - Целевые показатели мероприятий по совершенствованию системы эколого-экономического управления на нефтяном предприятии группы «Лукойл»

Итак, основными мероприятиями группы «Лукойл» на среднесрочную перспективу должны стать: рациональное использование водных ресурсов, предотвращение загрязнения водных объектов; сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, предотвращение загрязнений и рациональное использование земельных ресурсов, сохранение биоразнообразия. В результате эффективного осуществления мероприятий, компания получит экономический эффект в виде экономии электрической и тепловой энергии, покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений; выработка тепловой мощности для различных объектов месторождений; обеспе-

чение технологических потребностей в горячей воде для закачки в пласты; уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на рынке электроэнергии; увеличение процента утилизации попутного нефтяного газа, сокращение общего водопотребления, сокращение показателя сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты, увеличение объемов восстановления загрязненных земель, снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и другое.

Вывод:

В результате исследования были решены следующие задачи: дано эколого-экономическое обоснование строительства энергоцентра собственных нужд ГТУ-ТЭЦ; представлена оценка воздействия на окружающую среду и экологические ограничения использования земельных ресурсов в процессе функционирования энергоцентра; проанализованы технико-экономические аспекты проекта строительства ГТУ-ТЭЦ; рассмотрены мероприятия, по совершенствованию эколого-экономического управления группы «ЛУКОЙЛ».

Строительство энергоцентра собственных нужд «ЛУКОЙЛ-Коми» (ГТУ-ТЭЦ) планируется в Усинском м/р. Северной площадке. Общая сметная стоимость данного объекта составляет 8052393,7 тыс. руб. Кроме этого, были предложены мероприятия для группы «ЛУКОЙЛ» по совершенствованию системы эколого-экономического управления, ими являются: рациональное использование земельных и водных ресурсов, сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, сохранение биоразнообразия и другое. В результате проведения мероприятия, компания получит экономический эффект, следовательно, выше перечисленные проекты и мероприятия, являются целесообразными и требуют незамедлительной реализации.

4 Роль корпоративной социальной ответственности в управлении ПАО «ЛУКОЙЛ»

Корпоративная социальная ответственность (КСО) – это философско-социологическое понятие, его суть определяется самим фактором предназначения коммерческой организации, т.е. добровольного участия в служение социуму посредством улучшения жизни людей. История бизнеса знает немало примеров, когда негативный социальный имидж организации приводил к значительному снижению продаж и даже к фактическому бойкоту всей производимой продукции. Именно поэтому возникла необходимость включения КСО в корпоративную стратегию.

Нефтяной сектор был одним из первых, где попытались внедрить практики корпоративной социальной ответственности. Это связано в первую очередь с активным созданием и внедрением кодексов поведения и ведения социальной отчетности. Деятельность всех без исключения нефтегазовых компаний оказывает негативное влияние на атмосферу и окружающую среду. Именно поэтому нефтегазовые компании делают шаги по внедрению корпоративной социальной ответственности в свою деятельность, не исключение и нефтяная компания «ЛУКОЙЛ». На рисунке 4.1 представлена информация о миссии компании «ЛУКОЙЛ».



Рисунок 4.1 – Цели и миссия компании «ЛУКОЙЛ»

Корпоративную социальную ответственность компании «ЛУКОЙЛ» можно классифицировать по нескольким направлениям (рисунок 4.2).



Рисунок 4.2 - Направления корпоративной социальной ответственности компании «ЛУКОЙЛ»

Все работники Группы компаний «ЛУКОЙЛ» имеют полисы ДМС, благодаря которым имеют ежегодно получать медицинское лечение в лучших клиниках страны.

Компания ведет активную природоохранную деятельность, для чего осуществляет производственный экологический контроль, публикует отчёты о своей деятельности, о результатах оценки воздействия на окружающую среду, персонал и население. Особенность работы Компании в районах Сибири и Крайнего Севера состоит в том, что ее предприятия могут оказывать существенное влияние на коренные народы. Задача увеличения объемов добычи нефти и газа приводит к тому, что в зону активного недропользования попадают жизненно важные для этих народов отрасли: оленеводство, рыболовство, охота. Изменение традиционного уклада жизни коренных жителей создает проблемы социального и экономического характера. Компания разрабатывает и реализует специальные программы по работе с владельцами родовых угодий. Отдельно представлена благотворительная деятельность. Компания и ее дочерние общества участвуют в процессе восстановления религиозных традиций. Так, в Когалыме за счет средств ПАО «ЛУКОЙЛ» был

возведен храм святой мученицы Татианы. Еще один подарок городу – филиал Малого театра России. Теперь все жители города могут насладиться постановками и игрой заслуженных деятелей искусства.

Программы КСО, реализуемые в ПАО «ЛУКОЙЛ» можно представить в виде таблицы (таблица 1).

Таблица 4.1 – Структура программ КСО

Наименование мероприятия	Элемент	Стейк-холдеры	Сроки реализации мероприятия	Ожидаемый результат от реализации мероприятия
Благотворительные пожертвования	Помощь детям из детских домов	Менеджмент Персонал профсоюз	В течение года	1. Увеличить объем продаваемой продукции. 2. С каждых ста литров бензина перечислять 2% сиротам и в ДОУ. 3. Собранные средства будут направлены на организацию детских праздников, доставку еды, одежды, игрушек.
Социальные инвестиции	Конкурс социальных проектов	Менеджмент Персонал Клиенты	Ежегодно	Выявление лучших проектов, внедрение в жизнь
Денежные гранты	Поддержка молодых преподавателей ода-ренных преподаватели из ведущих нефтяных и других российских вузов	Менеджмент общественные организации	Ежегодно	Повышение интереса к компании, стимулирование молодых умов
Корпоративное волонтерство	Донорские акции	Менеджмент персонал общественные организации	Ежегодно	Укрепление корпоративной культуры, объединению и сплоченности коллектива. Вклад в решение актуальной социальной проблемы нехватки донорской крови, объединить усилия сотрудников-добровольцев, желающих безвозмездно сдать кровь.

Ниже затраты на благотворительность и спонсорство представлены в виде диаграммы, что позволит наглядно проследить деятельность компании «ЛУКОЙЛ» по реализации мер социальной ответственности (рисунок 3).



Рисунок 4.3 - Структура затрат на благотворительность и спонсорство компании «ЛУКОЙЛ»

Участие в социальных и благотворительных программах – одна из наиболее важных стратегических задач нефтяной компании, позволяющая развивать партнерство с органами государственной власти и местного самоуправления, а также региональными сообществами. Таким образом ПАО «ЛУКОЙЛ» способствует улучшению социально-экономического положения регионов.

Одна из первоочередных задач при оценке эффективности существующих программ КСО – это оценка соответствия программ основным стейкхолдерам компании.

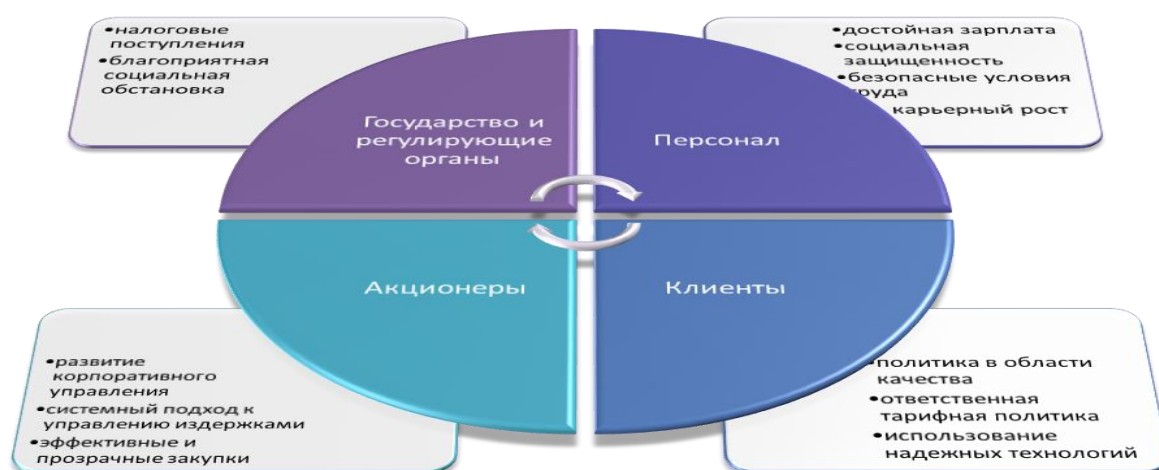


Рисунок 4.4 – Стейкхолдеры компании и их цели

В таблице 4.2 представлены прямые и косвенные стейкхолдеры ПАО «ЛУКОЙЛ».

Таблица 4.2 – Стейкхолдеры организации

Прямые стейкхолдеры	Косвенные стейкхолдеры
Собственники	Органы государственной власти
Менеджмент	Органы местного самоуправления
Персонал компании	Общественные организации
Профсоюз	Конкуренты
Потребители услуг	

Таким образом, корпоративная социальная ответственность - не просто дань моде, а уже необходимость. Социальные инновации, реализованные в рамках стратегий КСО, не только позволяют компании продемонстрировать свою гражданскую позицию, но и становятся ключевым маркетинговым инструментом, который дает возможность выделиться, развивать новые продукты и направления, создавать эмоциональную связь между брендом и конечным потребителем. Все это способствует росту лояльности.

Развитие КСО в России идет в соответствии с мировыми тенденциями, однако пока не так быстро. Используя мировой опыт и начиная реализацию серьезных проектов в области КСО и устойчивого развития, компания может решить сразу две задачи - получение мощного пиара внутри страны и приближение к уровню ведущих зарубежных компаний.

Заключение

Нефтяная промышленность представляет собой одну из важнейших составляющих мирового хозяйства, а также оказывает большое влияние на развитие других отраслей. Для многих государств добыча и переработка нефти является основным источником доходов и отраслью, определяющую стабильность валюты страны и внутренней экономики. Однако, нефтяная промышленность создает массу экологических проблем, вызванных следующими основными причинами: отсутствием законодательных мер; отсутствием нормирования негативных выбросов, и учета их осуществления; нежеланием нефтедобывающих и перерабатывающих компаний тратить часть прибыли на экологию; недостаточное финансирование в усовершенствование оборудования, неэффективная система управления экологической безопасностью на предприятиях и т.д.

Объектом исследования управления эколого-экономической системы была выбрана нефтяная компания ПАО «ЛУКОЙЛ». Компания занимается разведкой и добычей нефти и газа в России и за рубежом. Это одна из крупнейших мировых вертикально-интегрированных нефтегазовых компаний, на долю которой приходится более 2% мировой добычи нефти и около 1% разведанных запасов углеводородов. Финансовые показатели компании ПАО «ЛУКОЙЛ» показывают ежегодный рост, в частности, за 2016-2018гг. произошло увеличение показателя выручки от реализации на 53,74%, показатель объемов продаж на конец периода составил 8035,9 млрд. руб., чистая прибыль относящаяся к акционерам увеличилась в три раза и составила 619,2 млрд. руб., в два раза произошло увеличение свободного денежного потока, показатель EBITDA составил 1114,8 млрд. руб., а это более, чем на 50% превышает значение показателя 2016г.

Основным принципом устойчивого развития ПАО «ЛУКОЙЛ» является обеспечение эколого-экономического равновесия между производством и безопасностью окружающей среды, соответствия лучшим показателям ми-

ровых нефтяных компаний по эффективности и конкурентоспособности. Компания на протяжении всей своей деятельности руководствуется высокими стандартами в области обеспечения промышленной и экологической безопасности. В 2001 году Компания одной из первых в России прошла процедуру сертификации на соответствие требованиям стандартов OHSAS 18001, ISO 14001 и на протяжении всех лет успешно подтверждает соответствие Системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды Группы «ЛУКОЙЛ», требованиям выше приведенных стандартов. В настоящее время сертификаты распространяются на 54 российские и зарубежные организации Группы «ЛУКОЙЛ». В Компании, внедрена система корпоративных стандартов серии 1.6. «Система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды». В настоящее время разработано и внедрено 27 корпоративных стандартов серии 1.6.

Так, основополагающим документом Системы, определяющим приоритеты деятельности Компании в области охраны окружающей природной среды, является Политика ПАО «ЛУКОЙЛ» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в XXI веке, содержащая цели и обязательства в области сохранения биоразнообразия. Рабочими инструментами реализации Политики являются целевые среднесрочные корпоративные программы, которые в обязательном порядке содержат мероприятия по сохранению биоразнообразия. Экологическая, промышленная, социальная и персональная безопасность являются безусловным приоритетом Группы «ЛУКОЙЛ», что отражено в Миссии Компании.

Система управления природопользованием и охраной окружающей среды компанией ПАО «ЛУКОЙЛ» показала, что в настоящее время разработана и действует программа экологической безопасности, которая включает в себя множество мероприятий направленных на: дальнейшее повышение уровня использования попутного нефтяного газа; сокращение выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферу; прекращение сброса загрязненных сточных вод на рельеф; сокращение потребления воды из по-

верхностных водных объектов; восстановление нарушенных и загрязненных земель; диагностику, капитальный ремонт и замену трубопроводов и другое. При этом, задача повышения полезного использования и утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) является важной составляющей стратегии Группы «ЛУКОЙЛ». За прошедший 2018г. ПАО «ЛУКОЙЛ» значительно сократил выбросы парниковых газов в российских организациях, которые в 2018г. составили 29,99 млн. т СО₂ Е-экв., по отношению к уровню 2016г. снижение выбросов парниковых газов составило 4,15%. Прямые выбросы парниковых газов в зарубежных организациях Группы «ЛУКОЙЛ» с 2016-2018гг. также имеют тенденцию к снижению, в 2018г. доля выбросов, приходящаяся на страны, в которых введено законодательное регулирование выбросов парниковых газов составило 6,4 млн. т СО₂ Е-экв., что на 0,3 млн. т СО₂ Е-экв. ниже показателя 2016г. Целью компании ПАО «ЛУКОЙЛ» является продолжать увеличивать долю использования ПНГ, сокращая сжигание энергоресурса на факелах. По имеющимся данным объем сжигания ПНГ в 2018г. составил 328,4 млн.куб. м., а это на 65,52% ниже значения показателя 2016г.

Несмотря на то, что в компания ПАО «ЛУКОЙЛ» ежегодно продолжает увеличивать долю использования ПНГ, сокращая сжигание энергоресурса на факелах, в работе были рассмотрены основные наиболее эффективные способы утилизации попутного газа и автором было принято решение использовать строительство газотурбинной электростанции 72 МВА на Усинском месторождении, в целях утилизации попутного газа, а также для энергоснабжения потребителей электрической энергией, так как данный способ утилизации является наиболее целесообразным.

Строительство энергоцентра собственных нужд позволит выполнить целый ряд задач: снижение затрат на потребляемые энергоресурсы; покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений; выработка тепловой мощности для различных объектов месторождений; обеспечение технологических потребностей в горячей воде для закачки в пласты; уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на рынке электроэнергии;

увеличение процента утилизации попутного нефтяного газа. Следует отметить, что строительство энергоцентра собственных нужд «ЛУКОЙЛ-Коми» (Усинское м/р) – является не единственным мероприятием, которое позволяет совершенствовать систему эколого-экономического управления на нефтяном предприятии. В связи с этим, были предложены мероприятия для группы «ЛУКОЙЛ» на среднесрочную перспективу: рациональное использование водных ресурсов, предотвращение загрязнения водных объектов; сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, предотвращение загрязнений и рациональное использование земельных ресурсов, сохранение биоразнообразия. В результате эффективного осуществления мероприятий, компания получит экономический эффект в виде экономии электрической и тепловой энергии, покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений; выработка тепловой мощности для различных объектов месторождений; обеспечение технологических потребностей в горячей воде для закачки в пласты; уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на рынке электроэнергии; увеличение процента утилизации попутного нефтяного газа, сокращение общего водопотребления, сокращение показателя сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты, увеличение объемов восстановления загрязненных земель, снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и другое. Следовательно, выше перечисленные проекты и мероприятия, являются целесообразными и требуют незамедлительной реализации, что позволит компании ПАО «ЛУКОЙЛ» выйти на новый уровень развития, разрабатывая новые управленческие решения, направленные на совершенствование системы эколого-экономического управления нефтяного предприятия.

Список используемых источников

1. Александрова А.Ю., Тимофеева С.С. Оценка экологического риска для атмосферы при нефтедобыче // Наука XXI века: технологии, управление, безопасность Сборник материалов I международной научно-практической конференции. – 2017. – С.97-103.

2. Аскерова С.А., Аббасова Э.С., Звягинцева Т.В. Новый метод исследования степени воздействия морской нефтедобычи на морскую экосистему // Актуальные проблемы экологии и охраны труда Сборник статей X Международной научно-практической конференции. / Отв. ред. Л.В. Шульга. – 2018. – С.51-59.

3. Бакирова С.Ф. Экологические проблемы нефтедобывающей отрасли // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа. Материалы 7-ой Всероссийской научно-практической конференции (Томск, 2016). – 2016. – С.230-232.

4. Белов С.В. Экология. – М.: МГТУ им Н.Э. Баумана, 2014.

5. Богданов С.В., Яхудина Н.А. Управление крупномасштабным нефтегазовым бизнесом на основе гармонизации финансирования производственной и экологической деятельности компании // Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2016). Материалы Девятой международной конференции: в 2-х томах. / Под общ. ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. – 2016. – С.22-25.

6. Боева Н.И., Боев Е.В., Шамонин Е.А. Анализ развития нефтеперерабатывающей промышленности России под влиянием экологических требований // Уральский научный вестник. – 2018. – Т.5. – №3. – С.007-010.

7. Бородин А.И., Бильчак Е.В. Особенности использования экономико-экологических инструментов в России // Ученые записки Российского государственного гидрометеорологического университета. – 2012. – №26. - С.226-237.

8. Бурматова О.П. Экологический менеджмент как инструмент управления: возможности, проблемы и перспективы использования // Вестник НГУЭУ. – 2018. – №2. – С.33-45.

9. Власов А.В., Князев Д.Н., Пластинин С.А., Туранов В.С., Ширококов Е.В. Экспертиза в нефтегазовом комплексе // Промышленная экологическая безопасность и охрана труда. № 9 (106), ноябрь, 2015 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://prominf.ru/article/ekspertiza-v-neftegazovom-komplekse>.

10. Воскобойникова Ю.А., Петина О.Е. Пути совершенствования общественного экологического контроля в российской федерации // Молодежь и системная модернизация страны. Сборник научных статей 3-й Международной научной конференции студентов и молодых ученых. В 4-х томах. / Отв. ред. А.А. Горохов. – 2018. – С.149-152.

11. Внедрение новых технологий утилизации попутного нефтяного газа и использование нетрадиционных источников энергии в нефтедобывающей отрасли [Электронный ресурс][Режим доступа: <https://chemtech.ru/vnedrenie-novyh-tehnologij-utilizacii-poputnogo-neftjanogo-gaza-i-ispolzovanie-netradicionnyh-istochnikov-jenergii-v-neftedobyvajushhej-otrasli/>]

12. Габдулхакова О.И., Ахметшин Э.М., Васильев В.Л., Хорошилова Ю.И. Экологическая экспертиза проектов и оценка воздействия на окружающую среду // Экономика и менеджмент систем управления. – 2018. – Т.27. – №1. – С.18-25.

13. Голик В. И., Масленников С. А., Прокопов А. Ю., Базавова О. В. Обеспечение экологической безопасности техногенных отходов // Научное обозрение. – 2014. – №9. – С.726-729.

14. Джоробеков Ж. М., Туратбекова А. Т. Экологическая безопасность: понятие и содержание // Молодой ученый. – 2016. – №4. – С. 546-548. – URL <https://moluch.ru/archive/108/25919/>.

15. Капелькина Л.П., Малышкина Л.А., Качубей А.А. Комплексный мониторинг экосистем в районе разработки нефтяных месторождений // Экология родного края: проблемы и пути их решения материалы XIII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. Вятский государственный университет; Институт биологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. 2018. С. 16-20.
16. Конык О.А. Обеспечение экологической безопасности при обращении с отходами на нефтяных месторождениях // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2017. – №12(276). – С.39-41.
17. Коршунова Е.Д., Устьянцева Н.С. Экологический аудит в системе стратегического развития предприятия // Вестник Московского университета. Серия 26: Государственный аудит. – 2018. – №2. – С.131-139.
18. Максимкина Ю.А. Рациональное использование недр на территории континентального шельфа как основа экологической безопасности // Современное регулирование деятельности организаций нефтегазового комплекса сборник статей. Серия «Стандарты образования» / Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина. – 2017. – С.66-72.
19. Михайлова К.О., Асфандиярова Р.А. Экологический аудит и перспективы его развития // Аллея науки. – 2018. – Т.8. – №5(21). – С.609-611.
20. Молев М.Д., Занина И.А., Стуженко Н.И. Синтез прогнозной информации в практике оценки эколого-экономического развития региона // Инженерный вестник Дона. – 2016. – №4. – С.37.
21. Начева М.В. Концепция нормализации экологической обстановки в нефтедобывающих районах // Актуальные проблемы природообустройства региона Сборник научных трудов. – Калининград, 2017. – С.136-142.

22. Нефтяным компаниям в России должно быть выгодно решать экологические задачи // Бурение и нефть, 25.05.2018 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://burneft.ru/main/news/21208>.
23. Новикова А.А. Особенности мероприятий по обеспечению экологической безопасности в нефтегазовой промышленности // Студенческий: электрон. научн. журн. 2018. №5(25). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sibac.info/journal/student/25/99549>.
24. Редина М.М. Эколого-экономическая диагностика устойчивости предприятий нефтегазового комплекса: монография / М.М. Редина. – М.: РУДН, 2011. – С.17.
25. Россия в цифрах 2019г. Статистические данные[Электронный ресурс][Режим доступа: <http://gks.ru>]
26. Серегина Д.В. Общественная экологическая экспертиза: проблемы и пути совершенствования // Молодежь и системная модернизация страны. Сборник научных статей 3-й Международной научной конференции студентов и молодых ученых. В 4-х томах. / Отв. ред. А.А. Горохов. – 2018. – С.236-239.
27. Сираждинов Р.Ж. Направления повышения эффективности государственной экологической экспертизы // Актуальные проблемы управления-2017. Материалы 22-й Международной научно-практической конференции. Государственный университет управления. – 2017. – С.36-37.
28. Ткаченко А.О. Оценка альтернативных решений осуществления экологических затрат на примере ПАО «Татнефть» // Московский экономический журнал. – 2017. – №4. – С.52.
29. Харипова З.Р., Мамадиев А.Х. Эколого-экономический анализ воздействия на окружающую среду в городских условиях // Экономика и экология территориальных образований. – 2016. – №3. – С.56-60.
30. Янкевский А.В., Ганченко Д.Д., Чернеева Е.В., Щерба В.А. Экологические проблемы добычи нефти и газа на шельфе мирового океана //

Приложение А (справочное) Переработка нефти в России

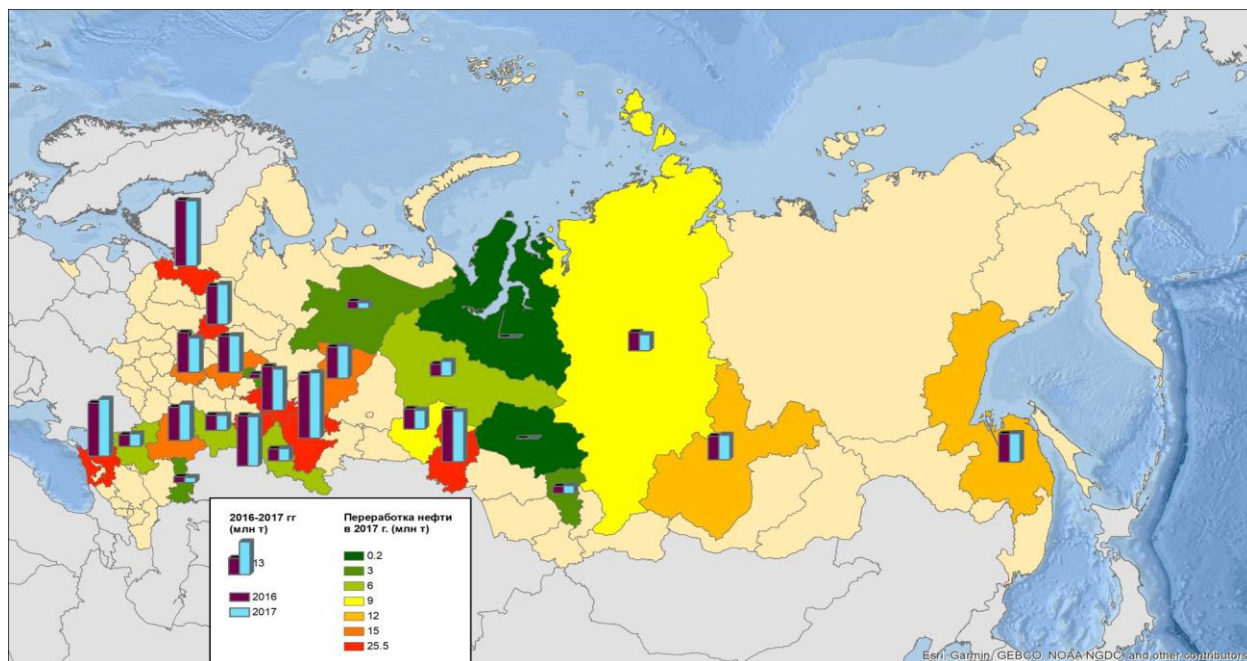


Рисунок А.1 - Переработка нефти в России

Добыча нефти в России

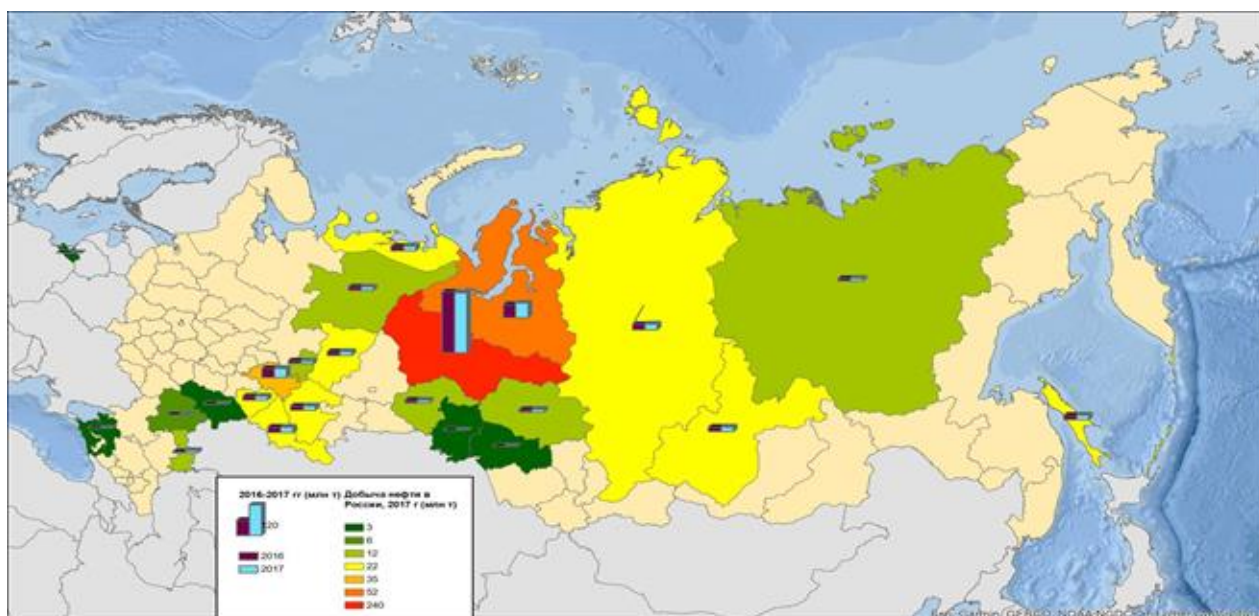


Рисунок А.2 - Добыча нефти в России

Приложение Б

(справочное)

Крупнейшие разливы нефти в мире

Таблица В.1 - Крупнейшие разливы нефти в мире

Название корабля/ платформы	Год	Место нахождения	Ответственная сторона	Объем разли- вов нефти, тонн	Общий ущерб от катастро- фы
Разлив нефти во время первой вой- ны в Персидском заливе	1991	Персидский залив	Ирак	1 091 405	\$540 млн. долл.
Мексиканская раз- ведочная буровая платформа «Ixtoc I»	1980	Мексиканский залив, в 100 км от Сьюдад- дель-Кармен	Государственная топливная компа- ния Мексики — PEMEX	467 000	\$42 млн. долл.
Atlantic Empress	1979	Тобаго, Вест- Индия	South Gulf Ship- ping Co. Ltd. Гре- ция	287 000	н/д
Сброс нефти в реку Колва. Нефтепро- вод Харьяга – Усинкс	1994	Республика Коми	ОА «Коминнефть» Россия	264 000	н/д
ABT Summer	1991	700 морских миль от Анго- лы	Либерия	260 000	н/д
Месторождение Mascondo. Нефтя- ная платформа Deerwater Horizon британской компа- нии BP	2010	Мексиканский залив	Корпорация BP, Великобритания	245 566	Свыше \$40 млрд.
Castillo de Bellver	1983	Салдана Бей, Южная Африка	Empresa Nacional Элькано Де Ла Марина Mercante Мадрид	252 000	н/д
Платформа Nowruz	1983	Персидский залив	Иран	250 000	н/д
Amoco Cadiz	1978	Бретань, Фран- ция	Корпорация Amoco	223 000	\$85,2 млн. долл.
Odyssey	1988	700 морских миль от Новой Шотландии, Канада	Polembros Shipping Ltd. Ве- ликобритания	132 000	н/д
Torrey Canyon	1967	Силли, Велико- британия	Barracuda Tanker Corporation, Brit-	119 000	н/д

			ish Petroleum Ве- ликобритания		
Sea Star	1972	Оманский за- лив	Южная Корея	115 000	н/д
MT Haven	1991	Генуя, Италия	Кипр	114 000	н/д
Irenes Serenade	1980	Наварин Бэй, Греция	Греция	100 000	н/д
Urquiola	1976	Ла-Корунья, Испания	Бильбао, Испания	100 000	н/д
Hawaiian Patriot	1977	300 морских миль от Гоно- лула	Либерия	95 000	н/д
Independenta	1979	Босфор, Турция	Румыния	95 000	н/д
Jakob Maersk	1975	Порту, Порту- галия	Дания	88 000	н/д
MV Braer	1993	Шетландские острова, Вели- кобритания	Braer Corporation, Canadian Ultramar Ltd	85 000	н/д
Khark 5	1989	120 морских миль от Марок- ко	Иран	80 000	н/д
Sea Empress	1996	Милфорд – Хейвен, Вели- кобритания	Oriental Ocean Shipping, Испания	72 000	н/д
Katina P	1992	Мапуту, Мо- замбик	Мальта	72 000	н/д
Nova	1985	Остров Харк, Иран	Иран	70 000	н/д
Prestige (Престиж - танкер для пере- возки сырой нефти). Багамские острова. Организа- ция Mare Shipping Inc. с 1989	2002	У берегов Ис- пании	Mare Shipping Inc. с 1989 (Либерия)	60 000	€4 млрд. евро
Exxon Valdez	1982	Принц Уильям, Аляска, США	Корпорация Exxon	37 000	\$ 3,5 млрд. долл
Tasman Spirit	2003	У берегов Ка- рачи, Пакистан	Испания	35 000	н/д

Источник: Пожарницкая О.В., Коновалов В.В., Бурыхин Б.С., Стрельникова А.Б., Белозерова Д. Загрязнение водных ресурсов нефтью и методы их очист-

ки

Приложение В

(справочное)

Теплые воды - как среда обитания для бактерий

По разным источникам в Мировой океан ежегодно попадает от 5 до 100 млн. тонн в год нефти, при этом аварийные разливы составляют всего 12-15 % от всех поступающих в океан углеводородов.

В целом источники поступления нефтяных углеводородов в Мировой океан представлены в таблице В.1.

Таблица В.1 - Источники поступления нефтяных углеводородов в Мировой океан

Источник	Млн. тонн в год
Морская транспортировка (кроме аварийных разливов)	1,83
Аварийные разливы	0,3
Речной сток, включая сточные воды городов	1,9
Сточные воды прибрежной зоны	0,8
Атмосферные выпадения	0,6
Естественные нефтяные скважины	0,6
Добыча нефти в море	0,08
Всего:	6,11

Что касается России, то транспортировка нефти и нефтепродуктов морским путем осуществляется главным образом на экспорт. Основными путями поступления нефти и нефтепродуктов в водную среду при их транспортировке водным транспортом является:

- сбросы в водную среду промывочных, балластных и льяльных вод с судов;
- сбросы в портах;
- катастрофы судов.

Приложение Г

(справочное)

Таблица Г.1 - Динамика основных финансовых показателей ПАО «ЛУ-КОЙЛ» за 2016-2018 года, млрд. руб.

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменения, %	
				2017 / 2016	2018 / 2017
Выручка от реализации	5227,0	5936,7	8035,9	13,58	35,36
EBITDA	730,7	831,6	1114,8	13,81	34,05
EBITDA без учета проекта Западная Курна-2	691,3	814,4	1089,4	17,81	33,77
Чистая прибыль, относящаяся к акционерам	206,8	418,8	619,2	102,51	47,85
Капитальные затраты	497,1	511,5	451,5	2,90	-11,73
Свободный денежный поток	255,1	247,0	555,1	-3,18	124,74
Скорректированный свободный денежный поток*	196,8	286,3	566,6	45,48	97,90

*Свободный денежный поток до изменения рабочего капитала, проекта Западная Курна-2 и налога на прибыль от продажи 100%-ной доли в АО «Архангельскгеолдобыча».

Таблица Г.2 - Динамика основных операционных показателей ПАО «ЛУ-КОЙЛ» за 2016-2018 года

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	Изменения, %	
				2017 / 2016	2018 / 2017
Добыча углеводородов, тыс. барр. н. э./сут	2276	2269	2347	-0,31	3,44
в т.ч. без Западной Курны-2	2181	2235	2319	2,48	3,76
Добыча жидких углеводородов, тыс. барр./сут	1798	1804	1806	0,33	0,11
в т.ч. без Западной Курны-2	1768	1770	1778	0,11	0,45
Добыча газа, млрд куб. м	24,9	28,9	33,5	16,06	15,92
Производство нефтепродуктов на собственных НПЗ, млн т	62,3	63,5	63,8	1,93	0,47

Приложение Д

(справочное)

Специфические особенности попутного нефтяного газа и его виды

Любое разрабатываемое сегодня месторождение нефти – это источник не только чёрного золота, но и многочисленных побочных продуктов, требующих своевременной утилизации. Современные требования, предъявляемые к уровню экологичности производства, заставляют изобретать всё более эффективные методы переработки попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ, или сокращённо ПНГ – это вещество, залегающее в нефтяных месторождениях. Оно образуется над основным пластом и в его толще в результате снижения давления до показателей ниже давления насыщения нефти. Его концентрация зависит от того, насколько глубоко залегают нефть, и варьируется в пределах от 5 м³ в верхнем слое до нескольких тысяч м³ в нижнем.

Как правило, при вскрытии пласта нефтяники натываются на так называемую газообразную «шапку». Углеводородные газы существуют и самостоятельно, и присутствуют в самой нефти в жидком виде, отделяясь от неё в процессе добычи и переработки. Сам газ состоит преимущественно из метана и более тяжелых углеводородов. Его химический состав зависит от внешних факторов, таких как география расположения пласта.

Рассмотрим специфические особенности попутного нефтяного газа: нефтяной газ всегда имеет низкое давление, поэтому для его сбора и переработки требуются дополнительные значительные мощности по компримированию; для подготовки нефтяного газа к транспорту необходимы глубокая сушка, отбензинивание с использованием сложных энергоемких процессов; продукты переработки нефтяного газа, как правило не используются на месте производства и для доставки потребителям требуются большие дополнительные затраты.

Рассмотрим основные виды попутного газа. Ценность попутного нефтяного газа и перспективы его дальнейшей утилизации определяются долей содержания углеводородов в его составе. Так, вещество, выделяемое из «шапки», называют свободным газом, так как он состоит в основном из легкого метана. По мере погружения вглубь пласта его количество заметно уменьшается, уступая место другим, более тяжелым углеводородным газам.

Условно попутный нефтяной газ делится на несколько групп в зависимости от того, насколько он «углеводородный»: чистый, содержащий 95–100% углеводородов; углеводородный с примесью углекислого газа (от 4 до 20%); углеводородный с примесью азота (от 3 до 15%); углеводородно-азотный, в котором азот составляет до 50% объёма.

Принципиальное отличие попутного нефтяного газа от природного – наличие парообразных компонентов, высокомолекулярных жидкостей и веществ, не входящих в углеводородную группу: сероводорода; аргона; углекислоты; азота; гелия и т. д.

Приложение Ж

(справочное)

Характеристика основных способов переработки попутного нефтяного газа

Фракционный способ - данный метод переработки ПНГ представляет собой разделение газа на составляющие. В результате процесса получают сухие очищенные газы и широкую фракцию легких углеводородов: эти и другие продукты пользуются большой популярностью на мировом рынке. Существенный недостаток этой схемы – необходимость транспортировки сырья конечным пользователям по трубопроводу. Поскольку СУГ, ПБТ и ШФЛУ тяжелее воздуха, они обладают свойством накапливаться в низинах и образовывать взрывоопасные облака, которые при взрыве способны нанести значительные разрушения. Схема фракционного способа переработки попутного нефтяного газа представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 - Фракционный способ переработки попутного нефтяного газа

Закачка ПНГ в пласт для интенсификации нефтеотдачи - попутный нефтяной газ нередко используется для повышения нефтеотдачи на месторождениях через его обратную закачку в пласт – так давление повышается, и

из одной скважины можно добыть на 10 тыс. т. нефти больше. Данный способ применения газа считается дорогостоящим, поэтому не получил широкого распространения на территории РФ и используется преимущественно в Европе. Установка энергоблоков - ещё одна значимая сфера эксплуатации попутного газа – это обеспечение энергией электростанций. При условии нужного состава сырья способ отличается высокой эффективностью и пользуется большой популярностью на рынке. Ассортимент установок широк: компании наладили выпуск как газотурбинных, так и поршневых энергоблоков. Эти устройства позволяют обеспечить полноценное функционирование станции с возможностью вторичного использования вырабатываемого на производстве тепла. Подобные технологии активно внедряются в нефтехимическую промышленность, так как компании стремятся к независимости от поставок электроэнергии РАО. Однако целесообразность и высокая рентабельность схемы может быть обусловлена только близким расположением электростанции к месторождению, так как затраты на транспортировку ПНГ превысят потенциальную экономию средств.

Таким образом, утилизация попутного газа является в настоящее время одной из самых актуальных экономических и экологических проблем в нефтедобывающей отрасли. Основные способы использования ПНГ, получившие наибольшее распространение в мировой практике: транспорт газа по газопроводам для дальнейшей переработки на ГПЗ; переработка ПНГ на промысле с получением сжиженного нефтяного газа (пропан-бутан) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), стабильного газового бензина и др.; использование на собственные нужды месторождения: утилизация и переработка попутного газа в жидкие углеводороды (технологии GTL); закачивание газа в продуктивные пласты с целью поддержания пластового давления; водогазовое воздействие; закачивание в подземные хранилища газа; выработка электро-, тепловой и механической энергии с использованием газотурбинных (ГТЭС) и газопоршневых (ГПЭС) электростанций.

Приложение И

(справочное)

Состав поставляемого оборудования для строительства энергоцентра собственных нужд

Состав поставляемого оборудования принять в следующем объеме:

1. Тракт входной ЭГЭС с воздухоочистительным устройством (ВОУ), шумоглушителем и компенсатором.
2. Система противообледенительная ВОУ ЭГЭС с комплектом трубопроводов.
3. Блок силовой (БС), в том числе: а) установка газотурбинная ГТУ-12ПГ-2, выполненная на базе двигателя ПС-90ГП-1, в комплекте с входным (лемнискатным) устройством, выходным устройством (улиткой) с компенсатором, трансмиссией «Двигатель-редуктор», топливными агрегатами, САУ ГТУ, трубопроводами систем (газовых, масляных, воздушных) и системой электрозапуска; б) шумотеплоизолирующее укрытие для блока силового на раме (кожух ГТУ) с осевой закаткой двигателя; в) автоматизированная система пожарной сигнализации, контроля загазованности БС с контроллером и портом подключения на общую информационную шину пожарной сигнализации и контроля загазованности; г) полнокомплектная автоматизированная система пожаротушения БС; д) система воздушного охлаждения ГТУ, вентиляторы расположенные на БС; ж) система воздушного охлаждения трансмиссии «Двигатель-редуктор»; и) камера всасывания; к) редуктор ГТУ; л) трансмиссия «редуктор-турбогенератор» с предохранительным элементом - фрикционной муфтой (для защиты ГТУ от перегрузки).
4. Турбогенератор ТС-12-2РУХЛЗ со станцией управления возбуждением разомкнутому циклу;
5. Рама редуктора и турбогенератора;
6. Система выхлопа с шумоглушителем и выхлопной трубой;

7. Клапан отсечной с внутриблочными трубопроводами, блок фильтров топливного газа;

8. Блочно-контейнерная система маслообеспечения двигателя, редуктора и генератора с аппаратами воздушного охлаждения масла и маслопроводами;

9. Система автоматического управления (САУ) ЭГЭС со встроенным местным пультом управления;

10. Система бесперебойного электропитания ЭГЭС (ИБП);

11. Низковольтное комплектное распределительное устройство ЭГЭС- шкаф СН ЭГЭС;

12. Кабели внутренней связи ЭГЭС;

13. Лестницы и площадки обслуживания.

Рассмотрим основное технологическое оборудование. Основу ЭГЭС составляют, серийно выпускаемые: 1) установка газотурбинная (ГТУ) ГТУ-12ПГ-2, выполненная на базе двигателя ПС-90ГП-1, в варианте с системой электрического запуска. Изготовитель ГТУ – ОАО «Пермский моторный завод» (г.Пермь); 2) – синхронный турбогенератор ТС-12-2 РУХЛЗ, в варианте с напряжением 10,5 кВ. Изготовитель турбогенератора – ХК ОАО «Привод» (г Лысьва).

По схеме передачи мощности ГТУ от вала силовой турбины двигателя ПС-90ГП-1 через трансмиссию к турбогенератору (при номинальной частоте вращения вала турбогенератора – 3000 об/мин) установлен редуктор производства ЗАО «Завод «Киров – Энергомаш» (г.Санкт-Петербург) . Указанные основные части ЭГЭС: двигатель ПС-90ГП-1, редуктор и турбогенератор, смонтированы в машинном зале ГТЭС.

В качестве основного компоновочного решения принято размещение воздухоочистительного устройства (ВОУ), шумоглушителя с трубой выхлопа, воздухопроводов систем охлаждения ГТУ, системы охлаждения генератора и трубопроводов системы подогрева циклового воздуха над крышей здания, в проходках через кровлю. Технологическая планировка машинных за-

лов выполнена на базе чертежей НПО «Искра». Основные элементы энергоагрегата на собственных рамах: редуктор-генератор, блок силовой и камера всасывания устанавливаются на фундамент, который запроектирован по заданию ОАО «Авиадвигатель» ФГУП «ГИ ВНИПИЭТ».

Крепление рам агрегатов к фундаменту производится с помощью их приварки к закладным элементам (платикам). ВОУ и выхлопная труба устанавливаются на самостоятельные опоры. ФГУП «ГИ ВНИПИЭТ» по заданию ОАО «Авиадвигатель» разработал габариты опор ВОУ и труб выхлопа. Блок маслообеспечения размещен в контейнере снаружи здания машзала вплотную к стене с обеспечением прохода персонала из машзала в блок, предусмотрев в месте примыкания противопожарную стену.

Трассировку трубопроводов масла к турбине, редуктору и генератору выполнить в каналах в полу. Агрегаты воздушного охлаждения масла (АВОМ) размещены на крыше контейнера блока маслообеспечения. Отсечной газовый клапан и система газовых фильтров планируется размещать снаружи здания. Для системы газового пожаротушения помещений энергоблоков применен контейнерный блок пожаротушения (изготовление «Пастор Инжиниринг» - 1 шт.), который размещен в пространстве между зданиями машзалов №№ 2, 3 вплотную к пешеходной галерее.

Насосная централизованного маслоснабжения, предназначенная для подпитки и заправки БМО размещена в пространстве между зданиями машзалов №№ 1, 2 вплотную к пешеходной галерее. Категория исполнения оборудования систем, размещаемых в машзале, соответствует требованиям по категоричности помещений не выше В-IV (пожароопасное) по НПБ 105. Эксплуатация ГТЭС предусмотрена в условиях умеренного и холодного климата по ГОСТ 15150 при значениях атмосферной температуры от минус 60 до +35 С и в интервале атмосферных давлений 630-800 мм.рт.ст. Топливо для ЭГЭС – попутный нефтяной газ, подготовленный в соответствии с требованиями технического задания.

Энергоблоки обеспечивают круглогодичную и круглосуточную работу без ограничения, за исключением времени на проведение регламентных работ установленных руководством по эксплуатации в рамках установленных ресурсов. Количество пусков ЭГЭС – не более 100 пусков в год. Техническое обслуживание энергоблоков должно быть обеспечено в соответствии с Руководством по технической эксплуатации ЭГЭС-12С, в том числе: по форме ТО-1 – через каждые 1500 часов наработки; ТО-2 – через каждые 3000 часов наработки; ТО-3 – через каждые 6000 часов наработки.

Режимы работы ЭГЭС: автономно и (или) параллельно в составе ГТЭС и (или) параллельно с внешней электрической сетью могут обеспечивать выдачу мощности в следующих основных режимах: режим поддержания постоянной мощности; режим поддержания заданного напряжения; режим работы по заданному соотношению выдачи активной и реактивной мощности. Вывод генераторного напряжения к потребителям выполнен через повышающую подстанцию 10/35 кВ. В комплект поставки ЭГЭС входят шкаф (аппаратура) синхронизации и блок защит, обеспечивающий защиту турбогенератора от аварийных электрических режимов.

Конструкция ГТЭС рассчитана на осуществление электропитания энергоблоков от сети переменного тока 380 В, 50 Гц собственных нужд – основного источника. В случае отказа в электропитании от основного источника, система бесперебойного питания из комплекта ЭГЭС обеспечивает аварийный режим питания для выполнения аварийного останова: с осуществлением закрытия отсечных газовых клапанов в топливной системе и останова двигателя ПС-90ГП-1 в составе ЭГЭС; с одновременным отключением синхронного турбогенератора от сети; с обеспечением работы вентиляторов обдува двигателя ГТУ (в кожухе) и аварийных маслонасосов блока маслообеспечения ЭГЭС в процессе аварийного останова.

Рассмотрим основные параметры и рабочие характеристики ГТЭС. Располагаемая мощность для ГТЭС – 12х6 МВт (72 МВт) – согласно сумме данных по мощности шести применяемых энергоблоков в составе электро-

станции. Основные параметры ЭГЭС-12С (каждого из шести энергоблоков в составе ГТЭС) соответствуют данным таблицы 1.

Таблица 1 - Основные параметры ЭГЭС-12С в режиме номинальной мощности при температуре воздуха на входе в двигатель 15 С и атмосферном давлении 760 мм.рт.ст. (без использования системы отборов воздуха двигателя на нужды станции).

№ п/п	Наименование параметра	Значение на 1 ЭГЭС	Примечания
1	Электрическая мощность, активная, МВт	12,0	
2	Номинальное напряжение, кВ	10,5	
3	Номинальная частота тока, Гц	50	
4	Номинальный коэффициент мощности cos	0,8	
5	Расчетный расход топлива (природный газ, при $H_u = 11958$ ккал/кг), кг/ч	2746	уточняется, с учетом состава и теплоты сгорания для применяемого топливного газа.
6	К.П.Д. ГТУ по мощности на клеммах синхронного турбогенератора, не менее, %	30,5	уточняется, с учетом состава и теплоты сгорания для применяемого топливного газа.
7	Температура газов за силовой свободной турбиной (СТ) двигателя, не более, С	560	уточняется, с учетом состава и теплоты сгорания для применяемого топливного газа.
8	Номинальные значения частот вращения: – вала ротора СТ двигателя (пст), об./мин.	6490	в соответствии с передаточным числом применяемого редуктора.
	– вала ротора турбогенератора (п и), об./мин.	3000	

Отметим, что параметры ЭГЭС приведены в условиях рабочего давления топливного газа на входе в двигатель ПС-90ПП-1 – 25...29 кгс/см². Возможна эксплуатация ЭГЭС при пониженном давлении топливного газа – до 18 кгс/см², не менее, при этом обеспечиваемая электрическая мощность энергоблока будет обеспечена не менее 10 МВт. Режим номинальной нагрузки энергоблока – 12,0^{+0,2} МВт (длительный) обеспечен при температуре окружающего воздуха для ГТЭС не выше 15 С. Режим максимальной нагрузки энергоблока – 14,4_{-0,4} МВт обеспечен при температуре окружающего воздуха не выше минус 11 С.

Ограничительные программы в САУ ЭГЭС обеспечивают защиту оборудования энергоблока от превышения заданных значений параметров режима для эксплуатации. Время работы энергоблока на режимах выше номинальной нагрузки: свыше 12,2 до 14,4 МВт включительно, – не должно превышать 10 % от ресурса двигателя до капитального ремонта, – в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2 - Ресурсные показатели ЭГЭС

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Назначенный ресурс ГТУ-12ПГ- 2, ч	100 000
2	Срок службы ЭГЭС, лет, не менее	20
3	Срок службы ЭГЭС до капитального ремонта (ре- визии), не менее	30 000 часов, с проведени- ем ревизии в 25 000 часов, но не выше 8 лет
4	Ресурсы для ГТУ-12ПГ-2:	
	- до первого капитального ремонта, ч	25 000
	- между капитальными ремонтами, ч	25 000
	- назначенный ресурс, ч	100 000

Снижение мощности ЭГЭС в процессе эксплуатации в течение меж-ремонтного периода не превышает 4 % номинальной, а снижение КПД не более 2% . Время пуска ЭГЭС (из прогретого состояния в режиме «горячий резерв») с момента подачи команды на пуск до постановки под нагрузку – не более 12 минут, включая длительность вентиляции газозоудного тракта перед запуском двигателя в течение 5 минут. Показатели качества электроэнергии ЭГЭС приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Показатели качества электроэнергии ЭГЭС-12С

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Установившееся отклонение U в установившемся тепловом состоянии при неизменной симметричной нагрузке 10...100 % номинальной мощности, %, не более	±1.0
2	Установившееся отклонение F в установившемся тепловом состоянии при неизменной симметричной нагрузке 10...100 % номинальной мощности, %, не более	±0,4
3	Переходное отклонение U при сбросе-набросе симметричной нагрузки до 25 % номинальной мощности, %, не более время восстановления, с, не более	±55
4	Переходное отклонение F при сбросе набросе симметричной нагрузки до 25 % номинальной мощности, %, не более; время восстановления, с, не более	±85

Поставляемое оборудование ЭГЭС выполнено в виде блоков и модулей, готовых к осуществлению транспортирования железно- дорожным, водным и (или) автомобильным транспортом. Указанные блоки и модули ЭГЭС объединяются на месте эксплуатации в единый комплекс энергоблока (6 комплексов ЭГЭС в составе ГТЭС), с соблюдением требований технической безопасности и условий эксплуатации.

В качестве общего укрытия для ЭГЭС использованы 3 здания машзала ГТЭС (проект ФГУП «ГИ «ВНИПИЭТ»), в каждом из которых монтируются по 2 установки ГТУ-12ПГ-2 (двигатели и редукторы) и синхронные турбогенераторы ТС-12-2. Выносные элементы систем, в том числе: блоки маслообеспечения (БМО), входные фильтры топливного газа и отсечные газовые клапаны ЭГЭС, расположены на открытых площадках с боковых сторон от машзала и подключены к энергоблокам симметрично слева и (или) справа, в зависимости от варианта исполнения.

Сверху на БМО монтируются аппараты воздушного охлаждения масла двигателя, редуктора и турбогенератора. В тамбуре БМО установлены вентиляторы системы охлаждения трансмиссии ГТУ (основной и резервный). Электрооборудование ЭГЭС, в том числе: станция управления возбуждением генератора, блоки управления стартером и измерений вибраций, шкафы САУ ЭГЭС, НКУ, СБП и синхронизации, – а также автоматизированная система пожаротушения с установкой газового пожаротушения из комплекта ЭГЭС располагаются вдоль боковых стен в машзале, слева и (или) справа по вариантам исполнений.

Клеммные коробки турбогенераторов, монтируемых в одном машзале, выполнены симметрично внутри между данными турбо- генераторами; высоковольтные выводы турбо-генераторов – симметрично наружу к боковым стенам машзала. Основное оборудование ЭГЭС должно быть выполнено для монтажа на фундамент подготовленных монтажных площадок на одной высотной отметке. Абсолютной нулевой отметкой зданий считается уровень установки платиков под раму энергоблоков. Для монтажа

оборудования энергоблоков необходимо использовать систему установки и нивелировки блоков и модулей, специальные оснастку и приспособления из комплекта ЭГЭС, в том числе: специальные приспособления для выполнения закатки и выкатки газотурбинного двигателя (массой 6500 кг) по рельсовым путям в осевом направлении через ворота кожуха ГТУ; приспособления для бескранового монтажа (демонтажа) ротора турбогенератора (массой 8340 кг). Монтаж ЭГЭС должен быть выполнен в соответствии с требованиями разрабатываемой для этого конструкторской документацией на энергоблок.

После завершения монтажа оборудования систем и строительства ГТЭС должны быть установлены следующие системы ЭГЭС: ГТУ (в кожухе), ее системы (газовые, масляные и воздушные), трансмиссия «двигатель-редуктор» и система электрозапуска двигателя, в том числе: блок управления стартером; редуктор и синхронный турбогенератор, смонтированные на общей раме; станция управления возбуждением генератора и трансмиссия «редуктор-генератор»; тракт входной с ВОУ ЭГЭС; противообледенительная система ВОУ; система выхлопа, система газообеспечения ЭГЭС / топливопитания ГТУ; маслосистемы двигателя, редуктора и турбогенератора; системы охлаждения (вентиляции) ГТУ, трансмиссии и турбогенератора; САУ ЭГЭС с местным пультом управления; автоматизированная системы пожаротушения с установкой газового пожаротушения из комплекта ЭГЭС и стационарная система пожаротушения с подключением к блоку БМО; системы электропитания собственных нужд, НКУ и СПБ энергоблока; система (блок) измерения вибраций Bentley Nevada; шкаф (аппаратура) синхронизации; блок защит турбогенератора.

Рассмотрим характеристику оборудования и систем.

1) Установка газотурбинная ГТУ-12ПГ-2. Установка газотурбинная (ГТУ) ГТУ-12ПГ-2 предназначена для привода синхронного турбогенератора в составе ЭГЭС. ГТУ выполнена двухвальная с первым валом ротора компрессора и турбины высокого давления (газогенератора) и вторым валом

– ротора свободной силовой турбины (СТ) двигателя ПС- 90ГП-1 с выносным понижающим редуктором и трансмиссией. Направление вращения валов (при взгляде со стороны входа в ГТУ): газогенератора и СТ двигателя – по часовой стрелке; вала привода генератора (на выходе редуктора) – против часовой стрелки. Основные параметры ГТУ на характерных режимах работы приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Основные параметры ГТУ-12ПГ-2 на характерных режимах в эксплуатации

№ п/п	Параметры	Холостой ход (ХХг)	Номинальный (при $t_{вх} = +15$ С, не выше)	Максимальный (при $t_{вх} = -11$ С, не выше)
1	Мощность на клеммах синхронного турбогенератора, кВт	0	12000 ⁺³⁰⁰	14400 ₋₄₅₀
2	Расход топлива (метан $H_u = 11958$ ккал/кг), кг/ч	480	2746	3167
3	Расход газа за СТ, кг/с	16,6	45,4	51,1
4	Температура газа за СТ, К (С)	648	774	754

Газотурбинный двигатель ПС-90ГП-1 предназначен для выработки механической энергии привода на валу ротора СТ за счет сжигания топлива. Двигатель выполнен на своей индивидуальной подмоторной раме и представляет собой отдельный модуль для поставки. Компрессор двигателя – осевой, тринадцатиступенчатый с обогреваемым входным направляющим аппаратом (ВНА), механизмом для поворота лопаток ВНА, клапанами для перепуска воздуха из-за шестой, седьмой и тринадцатой ступеней компрессора по специальным программам в САУ ГТУ.

Камера сгорания двигателя – трубчато-кольцевая, с двенадцатью жаровыми трубами. Турбина газогенератора (ГГ) – двухступенчатая, с воздушным охлаждением лопаток первой и второй ступеней. Турбина СТ двигателя – двухступенчатая, без охлаждения лопаток, с воздушным охлаждением корпуса СТ. Между турбинами ГГ и СТ двигателя установлены клапаны для перепуска газа по специальным программам в САУ ГТУ. На корпусе разделительном газогенератора, снизу установлена коробка приводов агрегатов, с размещением на данной коробке приводов: приводных агрегатов маслоси-

системы двигателя, агрегатов САУ ГТУ, редуктора и трансмиссии к электростартеру. Электростартер должен обеспечивать первоначальную раскрутку ротора ГГ двигателя при выполнении запуска по соответствующим программам в САУ ГТУ. В комплект поставки электростартера входит блок управления стартером, с необходимым кабелем связи для подключения к стартеру. Входное (лемнискатное) устройство ГТУ предназначено для подвода воздуха в компрессор двигателя. В конструкции данного устройства выполнены: корпус промывки, коллектор и форсунки, – для подачи моющего раствора в двигатель от передвижной установки промывки двигателя типа ТПМ-02 фирмы «Турботект». Выхлопное устройство (улитка) ГТУ с компенсатором предназначено для отвода потока выхлопных газов из двигателя в систему выхлопа ЭГЭС. Конструкция выходного устройства обеспечивает разворот потока уходящих выхлопных газов из ГТУ на 90 градусов от оси двигателя вверх по направлению. Редуктор производства ЗАО «Завод «Киров-Энергомаш» предназначен для передачи мощности от газотурбинного двигателя к синхронному турбогенератору и уменьшения частоты вращения вала СТ двигателя (6490 об/мин) до величины, требуемой для вращения вала турбогенератора (3000 об/мин). Редуктор одноступенчатый, с шевронной зубчатой передачей. В комплект поставки редуктора, кроме собственно редуктора, входят: датчики для контроля параметров редуктора и рама (подставка) с необходимыми деталями для регулирования положения редуктора в составе ГТУ по отношению к турбогенератору.

Предусмотрена возможность прокрутки валов редуктора при помощи ручного мультиплексора. Монтажные части трансмиссий в составе ГТУ служат для передачи крутящего момента по валам от СТ двигателя к редуктору и затем к турбогенератору, соответственно. Упругие соединительные муфты трансмиссий (пластинчатого типа) обеспечивают тепловые расширения и компенсации несоосности валов в пределах допуска на монтаж. В части трансмиссии между редуктором и турбогенератором установлен защитный

элемент – фрикционная муфта, обеспечивающая защиту ГТУ от перегрузки при величине крутящего момента на валах свыше 1,8 от номинального.

2) Рама ГТУ с шумотеплоизолирующим укрытием (кожухом). Кожух шумотеплоизолирующий на раме из комплекта блока силового (БС) предназначен для размещения оборудования систем ГТУ базовой части с двигателем ПС-90ГП-1. Внутри кожуха БС выполняется система освещения, монтируются датчики и сигнализаторы для обнаружения пожара и загазованности воздуха, трубопроводы для подачи тушащего газа (СО 2). Кожух имеет люки для подвода теплого воздуха в БС от подогревателя воздуха из машзала (проект ФГУП «ГИ «ВНИПИЭТ»), в том числе: для осуществления предпускового обогрева БС в холодное время года. Необходимые входные и выходные фланцы трубопроводов систем (газовых, масляных, воздушных) и кабельные вводы в БС выполняются симметрично с левой и (или) правой стороны кожуха по вариантам исполнений.

3) Турбогенератор ТС-12-2 РУХЛЗ. Синхронный турбогенератор ТС-12-2 РУХЛЗ переменного трехфазного тока предназначен для выработки электроэнергии ГТЭС. Основные номинальные параметры турбогенератора: номинальная активная мощность – 12 МВт; полная мощность – 15 МВА; напряжение вырабатываемого тока – 10,5 кВ; частота электрического тока – 50 Гц; частота вращения ротора – 3 000 об/мин; направление вращения ротора при виде со стороны турбины – против часовой стрелки; коэффициент мощности, \cos – 0,8; коэффициент полезного действия – 97,85 %; температура охлаждающего воздуха на входе в блок вентиляции – минус 60...+35 С.

В комплект поставки ТС-12-2 РУХЛЗ, кроме собственно турбогенератора, входят: безщеточный диодный возбудитель; микропроцессорный шкаф управления возбуждением; трансформаторы питания системы возбуждения. ТС-12-2 подготовлен к работе в условиях холодного климата, имеет встроенную систему рециркуляции и очистки воздуха и снабжен шумозащитными кожухами.

4) Тракт входной с ВОУ ЭГЭС. Тракт входной с ВОУ ЭГЭС предназначен для очистки и подачи циклового воздуха к ГТУ и снижения уровня шума, на входе в энергоблок до требуемого по санитарным нормам. Блоки ВОУ монтируются над крышей здания машзала и соединены, со смонтированной снизу в машзале ГТУ (в кожухе) при помощи необходимого набора, секции тракта входного с компенсатором. Конструкция ВОУ ЭГЭС состоит из двух ступеней, с циклонными фильтрами для предварительной очистки воздуха и фильтрами тонкой очистки воздуха. Забор воздуха в ВОУ выполнен снизу, через имеющиеся окна под козырьками для защиты от атмосферных осадков. На блок ВОУ установлен байпасный клапан, открывающийся автоматически, в случае повышенного сопротивления каналов входного тракта ЭГЭС (более 110 мм вод.ст.). Перед входным (лемнискатным) устройством ГТУ по тракту смонтирована защитная сетка против попадания посторонних предметов на вход в двигатель.

5) Система выхлопа. Система выхлопа ЭГЭС предназначена для: отвода выхлопных газов от ГТУ в безопасную зону на определенной высоте от поверхности земли; выполнения рассеивания потока уходящих газов на местности, (с учетом имеющихся ограничений по концентрации вредных веществ в окружающем воздухе) и шумоглушения энергоблока на выходе, в соответствии с требованиями санитарных норм. Поставляемые блоки системы выхлопа, в том числе: отводящий газопровод от ГТУ, шумоглушитель и выхлопная труба, выполнены по внутреннему тракту из нержавеющей стали. Высота выхлопной трубы 19,31м от основания ЭГЭС. Предусмотрено место для взятия проб газов по тракту системы выхлопа ЭГЭС при помощи переносного прибора (газоанализатора).

6) Противообледенительная система ВОУ ЭГЭС. Противообледенительная система (ПОС) ВОУ ЭГЭС предназначена для защиты деталей проточной части ВОУ в условиях возможного обледенения (при температуре воздуха от минус 10 до +5 С). Рабочее тело ПОС – воздух, отбираемый из-за 13-й (последней) ступени компрессора двигателя ПС-90ПП-1. Расчетное ко-

личество воздуха, отбираемого в ПОС ВОУ на номинальном режиме ГТУ – 2,5 % (1,17 кг/с), при температуре воздуха 410 С и давлении 16,4 кгс/см².

7) Система газообеспечения ЭГЭС (топливопитания ГТУ). Для осуществления топливопитания ГТУ выполняются: система газообеспечения ЭГЭС с блоками входных фильтров топливного газа, внутри-блочными трубопроводами и отсечным газовым клапаном (ОГК) Woodward; система топливопитания ГТУ (в кожухе), в том числе: второй ОГК Woodward и дозатор газа ДГ-009, трубопроводы для подвода газа в камеру сгорания двигателя ПС-90ГП-1. Рабочие параметры топливного газа на входе в двигатель ПС-90ГП-1 приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Параметры топливного газа на входе в двигатель ПС- 90ГП-1

№ п/п	Наименование показателя	Значение
1	Давление газа, кгс/см ² , изб., Р _{тг}	25...29
2	Температура газа, °С, Т _{тг}	+5...+50
3	Тонкость фильтрации газа на входе в ЭГЭС, мкм, не грубее	40
4	Содержание любых паров в топливном газе не должно приводить к насыщению при температуре на 20 °С ниже температуры в трубопроводе.	
5	Наличие жидкой фракции не допускается.	

Клапана ОГК Woodward в составе ЭГЭС обеспечивают подачу топливного газа в камеру сгорания двигателя ПС-90ГП-1 и (или) прекращение подачи газа при любом останове по управляющим сигналам САУ энергоблока. Входной ОГК Woodward ЭГЭС установлен в специальном газовом отсеке на открытой площадке рядом со зданием машзала, с фланцами для подключения к ГТУ (в кожухе) слева и (или) справа по вариантам исполнения. Дозатор газа ДГ-009 предназначен для подачи дозированного количества топливного газа в камеру сгорания двигателя по заданным программам САУ ГТУ. Конструкции ОГК Woodward обеспечивает автоматическое закрытие клапанов и прекращение подачи топлива в двигатель, в случае отключения электропитания. Предусмотрен сброс газа из подводящей топливной магистрали ЭГЭС на стационарную свечу при любом останове и дре-

наж газа из существующих дренажных полостей топливных агрегатов ЭГЭС (с расчетным расходом – 1 кг/ч на каждый энергоблок).

8) Маслосистема. При монтаже ЭГЭС в составе ГТЭС выполняется: маслосистема двигателя – циркуляционная; маслосистема редуктора и турбогенератора (объединенная) – циркуляционная. В состав комплекса системы маслообеспечения для ЭГЭС входят: блок маслообеспечения (БМО), в том числе: а) для двигателя: бак масляный с электронагревателями; блоки выносных маслофильтров на входе и на выходе из двигателя, с сигнализаторами перепада давлений; маслососы (основной и аварийный) с электроприводом для осуществления смазки ротора СТ двигателя при останове (на выбеге ротора); фильтр заправочный с манометром; необходимые запорная арматура, клапаны и измерительное оборудование; б) для редуктора и турбогенератора: бак масляный с электронагревателями; блок выносных маслофильтров на выходе из редуктора и турбогенератора, с сигнализаторами перепада давлений; электронасосные агрегаты (основной и резервный) с электродвигателем для обеспечения смазки редуктора, турбогенератора на всех режимах работы; маслосос (аварийный) с электроприводом; фильтр заправочный с манометром; необходимые запорная арматура, клапаны и измерительное оборудование; аппараты воздушного охлаждения масла с электрическими приводами; трубопроводные коммуникации систем маслообеспечения между блоком БМО, двигателем, редуктором и турбогенератором, соответственно. Внутри БМО установлены: системы освещения, электрического обогрева и вентиляции, смонтированы датчики и сигнализаторы для обнаружения пожара, трубопроводы для подачи тушащего газа (СО₂). Предусмотрена возможность заправки маслом баков в составе БМО от централизованной системы заправки маслом. Насосная централизованного маслоснабжения, предназначенная для подпитки и заправки БМО размещена в пространстве между зданиями машзалов №№ 1, 2 вплотную к пешеходной галерее. Трубопровод суфлирования масляных полостей двигателя ПС-

90ГП-1 соединен с полостью суфлирования маслобака двигателя БМО. На корпус редуктора для ГТУ – установлен свой циклонный маслоуловитель.

9) Система охлаждения (вентиляции). Для осуществления охлаждения (вентиляции) ЭГЭС выполнены: система охлаждения ГТУ (в кожухе); система охлаждения трансмиссии ГТУ «двигатель- редуктор»; система охлаждения турбогенератора с блоком рециркуляции воздуха; стационарные воздуховоды системы для охлаждения турбогенератора.

Система охлаждения ГТУ из комплекта ЭГЭС предназначена для поддержания заданного температурного режима под кожухом блока силового (БС). Применяемые вентиляторы в системе (основной и резервный) смонтированы на крыше кожуха БС с осуществлением подвода охлаждающего воздуха к БС и отвода воздуха из БС по вентиляционным коробам через крышу здания машзала. Расчетный расход воздуха (G в) в системе охлаждения ГТУ при работе с основным (резервным) вентилятором на всех режимах нагрузки после запуска двигателя – 10-15 кг/с. Система охлаждения трансмиссии предназначена для охлаждения деталей трансмиссии «двигатель-редуктор», проходящей через выхлопное устройство (улитку) ГТУ. Применяемые вентиляторы в системе (основной и резервный) смонтированы внутри блока БМО из комплекта ЭГЭС с осуществлением подвода охлаждающего воздуха к трансмиссии по вентиляционному коробу снизу. И использованный воздух из системы охлаждения трансмиссии должен быть отведен в проточную часть системы выхлопа ЭГЭС. Расчетный расход воздуха в системе охлаждения трансмиссии – 0,7-1,2 кг/с. Система охлаждения турбогенератора предназначена для обдува и охлаждения обмоток турбогенератора ТС-12-2 при поддержании заданной температуры охлаждающего воздуха от +5 до 50 С. Режимы работы системы охлаждения турбогенератора: режим полностью разомкнутой цепи; режим рециркуляции с подпиткой наружным воздухом. Расчетный расход воздуха в системе, работающей в режиме полностью разомкнутой цепи, для турбогенератора – 5 кг/с.